

GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC 029.387/2013-2

Natureza: Relatório de Auditoria

Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia (vinculador)

Advogado constituído nos autos: não há.

SUMÁRIO: AUDITORIA OPERACIONAL. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO. AVALIAÇÃO DA SINCRONIA NA ENTRADA EM OPERAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. ATRASOS NA CONCLUSÃO DOS EMPREENDIMENTOS. DESCOMPASSO ENTRE A ENTREGA DAS OBRAS DE GERAÇÃO E DE TRANSMISSÃO. IMPACTOS FINANCEIROS DECORRENTES DA FALTA DE SINCRONIA. RISCO À SEGURANÇA DO SISTEMA. DETERMINAÇÕES E RECOMENDAÇÕES AOS AGENTES RESPONSÁVEIS. COMUNICAÇÕES.

RELATÓRIO

Cuida-se de auditoria operacional, conduzida pela Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações (SefidEnergia), com vistas a avaliar o cumprimento e a sincronia do cronograma para a entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia outorgados a partir de 2005, bem como os impactos de eventuais atrasos e descompassos dessas obras sobre o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e os mecanismos existentes para coibir tais ocorrências.

2. Reproduzo, a seguir, o relatório elaborado pela equipe de auditoria encarregada do feito, cujas conclusões foram endossadas pelo corpo dirigente da SefidEnergia (peças 260 a 262):

“1.3. Critérios

1. O setor elétrico é regido principalmente pela Lei 10.848/2004, regulada pelo Decreto 5.163/2004, e está calcado em dois pilares: a segurança do sistema e a modicidade tarifária.

2. Com vistas a garantir o cumprimento desses dois objetivos, foram atribuídas competências a diversos agentes do setor, entre os quais se destacam o Ministério de Minas e Energia (MME), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Essas competências estão insculpidas nas Leis 9.427/1996, 9.478/1997,

9.648/1998, 10.683/2003, 10.847/2004, 10.848/2004, e Decretos 3.520/2000, 5.175/2004 e 7.798/2012.

3. Por sua vez, o processo de comercialização de energia elétrica previsto na Lei 10.848/2004 está regulamentado pelos Decretos 5.163/2004 e 5.177/2004, bem como pela Resolução da Aneel 109/2004.

4. Além de todo o arcabouço legal mencionado, é importante destacar que, por força do art. 37 da Constituição Federal, a administração pública de qualquer dos Poderes da União deve obedecer ao princípio da eficiência.

5. Conceitualmente, a eficiência é definida como a relação entre os produtos gerados e os custos dos insumos, em um determinado período de tempo, mantidos os padrões de qualidade. Nesse sentido, convém ressaltar que auditoria operacional é o exame independente e objetivo da economicidade, eficiência, eficácia e efetividade da gestão pública.

6. A análise do tempo necessário para execução das tarefas é uma variável indispensável para a verificação da eficiência administrativa, principalmente porque atrasos e descompassos comprometem a estrutura do sistema elétrico e afetam, a um só tempo, a segurança e modicidade tarifária.

1.4. Metodologia

7. Para a realização deste trabalho, foram utilizadas as diretrizes contidas nas Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT-TCU).

8. Em relação aos principais métodos e atividades realizados na fase de planejamento da auditoria, citam-se: reuniões com superintendentes e técnicos da Aneel e análise documental, a partir da legislação pertinente e de estudos e documentos contidos nos sítios eletrônicos do MME, da Aneel, do ONS, da EPE e das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras).

9. Durante a fase de execução da auditoria, os principais métodos e atividades utilizados foram: reuniões técnicas e entrevistas com representantes do MME, da Aneel, da EPE, da Eletrobras, da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia (Abrage), da Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base (Abdib), e da PSR Consultoria; análise documental, a partir das respostas aos ofícios de requisição enviados ao MME, Aneel, EPE, ONS e Eletrobras; e revisão analítica com base nos dados fornecidos por esses agentes.

10. No que diz respeito à análise do cumprimento dos prazos para entrada em operação dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica, foram comparadas as datas previstas nos últimos atos legais de outorga (quer seja nos contratos resultantes dos referidos leilões de concessão ou em resoluções autorizativas, para os casos de autorização de reforços de linhas de transmissão) e as datas efetivas (ou previsões atualizadas) para entrada em operação, com vistas a identificar os empreendimentos atrasados, adiantados ou no prazo.

11. A amostra selecionada para análise dos empreendimentos de geração somente contempla os que foram leiloados entre 2005 e 2012, isto é, não foram incluídos na amostra os empreendimentos outorgados durante esse período sem a realização de leilão.

12. A amostra contempla setecentos empreendimentos ou unidades geradoras, totalizando 29.364 megawatts (MW) de capacidade instalada. Não foi possível identificar o valor exato da

garantia física total da amostra, pois os dados de alguns empreendimentos fornecidos pelo DMSE/MME e pela SFG/Aneel contemplam o valor de garantia física somente para o conjunto de todas as suas unidades geradoras, enquanto que alguns dos empreendimentos englobados na amostra não tiveram todas as suas unidades geradoras selecionadas, pelas razões descritas anteriormente.

13. Quanto à transmissão, foram utilizados os dados do Sistema de Gestão da Transmissão (Siget), fornecidos pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) da Aneel em resposta aos ofícios de requisição.

14. Importante esclarecer que, no presente relatório, a menção a 'empreendimentos de transmissão' engloba tanto as linhas de transmissão (LT) quanto as subestações elétricas (SE), podendo um mesmo empreendimento contemplar somente LT, somente SE ou ambos.

15. A amostra selecionada para análise da transmissão contempla 227 empreendimentos leiloados ou autorizados, sendo 163 empreendimentos de linha de transmissão (aproximadamente 29,8 mil km de extensão) e 64 de subestações. As autorizações são vinculadas a contratos de concessões existentes, permitindo ao concessionário implantar reforços de rede.

16. A auditoria também trata de casos específicos de atrasos e descompassos na conclusão de empreendimentos interdependentes, cuja escolha foi realizada com base em processos anteriores desta unidade técnica, que já vinha acompanhando empreendimentos no setor que não se coadunavam com as datas de operação previstas, bem como casos colhidos das atas do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e de relatórios de acompanhamento da Aneel. Com isso pretende-se esclarecer que os casos estudados podem não ser os únicos que apresentaram atrasos e/ou descompassos, mas sim os que a equipe conseguiu mapear e que tivessem reflexos até o ano de 2013.

1.5. Limitações de auditoria

17. Inicialmente, buscou-se levantar os dados de todos os empreendimentos de geração leiloados ou autorizados entre os anos de 2005 e 2012. Entretanto, a equipe deparou-se com limitações nos bancos de dados do MME e da Aneel que impossibilitaram a análise do universo de empreendimentos de geração outorgados durante o período supracitado.

18. Os dados de geração do MME (peças 158 a 161), encaminhados em resposta ao Ofício de Requisição do TCU 5/2013 (peça 216), restringiram-se aos empreendimentos leiloados. Para alguns empreendimentos, não foram fornecidos todos os dados solicitados, a exemplo dos dados de data prevista para entrada em operação no ato legal de autorização, de data efetiva (ou de previsão atualizada) para entrada em operação e de garantia física (MW médios) do empreendimento.

19. Já a Aneel não encaminhou os dados de geração solicitados de modo consolidado. Os dados da agência foram encaminhados por meio do Ofício 138/2013-AIN/Aneel (peça 13), em resposta ao Ofício de Requisição do TCU 1/2013 (peça 234), estando dispersos em quarenta e oito arquivos, cada um deles com diversas planilhas, impossibilitando a compilação de todos esses dados dentro do tempo disponível para a execução da auditoria.

20. Isso resultou na redução do tamanho da amostra de geração, visto que os empreendimentos outorgados por meio de resolução autorizativa entre 2005 e 2012 não fizeram parte dela. Somente puderam ser selecionados para a amostra os empreendimentos leiloados nesse período. Entretanto, registra-se que os empreendimentos autorizados, apesar de existirem em

grandes quantidades, são menos relevantes do que os leiloados, por se tratarem de empreendimentos com menores capacidades instaladas e garantias físicas.

21. No caso da geração, observaram-se alguns casos de divergências entre as informações oriundas do MME e da Aneel. Dessa forma, adotaram-se os dados consolidados do MME como fonte principal e, subsidiariamente, os dados esparsos da Aneel.

22. Por outro lado, diferentemente da geração, esclarece-se que a amostra de transmissão contemplou tanto os empreendimentos leiloados quanto os autorizados nesse período.

23. Em relação à análise dos descompassos, houve dificuldade no levantamento dos casos concretos, tendo em vista que os bancos de dados do MME e da Aneel não fazem a vinculação dos empreendimentos de geração que dependem dos de transmissão para entrar em operação. Dessa forma, é possível que os casos de descompassos identificados não sejam os únicos existentes.

2. VISÃO GERAL

24. Esta auditoria buscou conhecer o tempo de atraso e de descompasso existente nos empreendimentos de geração e transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), suas consequências para o suprimento de energia e o custo que poderia ser evitado, bem como os mecanismos regulatórios e de monitoramento existentes para coibir e mitigar tais ocorrências.

25. A implantação dos empreendimentos de geração e de transmissão é precedida do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica e do processo licitatório ou ato autorizativo para a expedição da outorga.

26. Na etapa de planejamento, a EPE elabora diversos estudos para subsidiar o MME na definição do planejamento, entre os quais se destacam o Plano Nacional de Energia (PNE) e o Plano Decenal de Energia (PDE).

27. Os estudos do PNE fornecem os elementos para a formulação de uma estratégia de expansão de oferta de energia de forma econômica e sustentável, com vistas ao atendimento da evolução da demanda futura, segundo uma perspectiva de longo prazo (horizonte de trinta anos).

28. Os estudos do PDE fornecem os elementos para um plano de médio prazo (horizonte de dez anos), indicativo para os empreendimentos de geração. O PDE busca apresentar uma visão integrada da expansão da oferta e da demanda ao longo desse prazo.

29. Além disso, o planejamento da expansão e reforço da Rede Básica é subsidiado pelas informações contidas nos resultados do Programa de Expansão da Transmissão (PET), elaborado pela EPE a cada cinco anos, e dos Planos de Ampliação e Reforços (PAR), elaborados pelo ONS anualmente e que tem horizonte de três anos. O planejamento para a transmissão é determinativo.

30. O MME, de posse desses estudos e seguindo as orientações do CNPE, estabelece as diretrizes para os leilões de energia, a celebração dos contratos de concessão e a expedição de atos autorizativos de outorga.

31. A Aneel, com base nessas diretrizes e na delegação de competência do Poder Concedente, realiza os procedimentos licitatórios para a concessão ou permissão desses empreendimentos.

32. No caso dos leilões de geração, o MME define inicialmente o tipo de leilão a ser realizado pela Aneel. Diante disso, os empreendimentos são habilitados, dependendo do prazo de execução das obras, para participarem de leilões de energia usualmente denominados A-5, A-3 e

A-1, cujos produtos serão entregues, respectivamente, a partir do quinto, terceiro e primeiro ano após o leilão.

33. Nos leilões A-1 são comercializados, basicamente, energias já existentes no mercado, ou seja, não há a previsão de execução de novas obras de geração. Os demais leilões são destinados para a contratação de energia nova, sendo que nos leilões A-5 há a expectativa de que participem as hidrelétricas, enquanto nos leilões A-3 é esperada a participação de termelétricas, eólicas e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), porém nada impede que tais empreendimentos integrem os leilões A-5.

34. No tocante aos leilões de transmissão, a Aneel recebe do MME o plano de outorgas, por meio do qual são indicados os empreendimentos e as datas necessárias para a sua entrada em operação. Esse plano serve de balizador para que a Aneel estabeleça os prazos de implantação das obras de transmissão que serão outorgadas por meio de leilão ou resolução autorizativa.

35. Após o leilão ou expedição de resolução autorizativa, a implantação dos empreendimentos é monitorada pelo MME e CMSE e fiscalizada pela Aneel.

36. Essa agência ainda tem a função de regular o serviço de energia elétrica e de fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizatários nos casos de inobservância às disposições normativas e contratuais.

37. Os empreendimentos de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) que entram em operação comercial são coordenados, controlados e operados de forma centralizada pelo ONS, com vistas a otimizar os recursos naturais na geração de energia elétrica para todo o país.

38. Já a CCEE controla e viabiliza a comercialização de energia elétrica no SIN, tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa câmara também atua como agente promotor dos leilões e administrador dos Contratos de Compra e Venda de Energia (CCEAR).

39. Todo esse processo de planejamento, implantação de novos empreendimentos, monitoramento, regulação, fiscalização, operação e comercialização tem como propósito atender, de maneira segura e econômica, a demanda atual e futura de energia elétrica, conforme o disposto na Lei 10.848/2004.

3. CONSTATAÇÕES DA AUDITORIA OPERACIONAL

40. Esta seção do relatório divide-se em três partes que seguem a ordem das questões de auditoria. Primeiro, buscou-se conhecer a sincronia temporal dos empreendimentos de geração e transmissão concedidos ou autorizados entre 2005 e 2012. Em seguida, foram realizados estudos de casos de atrasos e descompassos que tiveram repercussão em 2013, com foco nos seus impactos para o sistema elétrico. Por derradeiro, tratou-se dos mecanismos regulatórios e de monitoramento existentes para coibir e mitigar os atrasos e descompassos nas obras de geração e transmissão.

3.1. Quais empreendimentos de geração e transmissão apresentaram atrasos ou descompassos em sua entrada em operação?

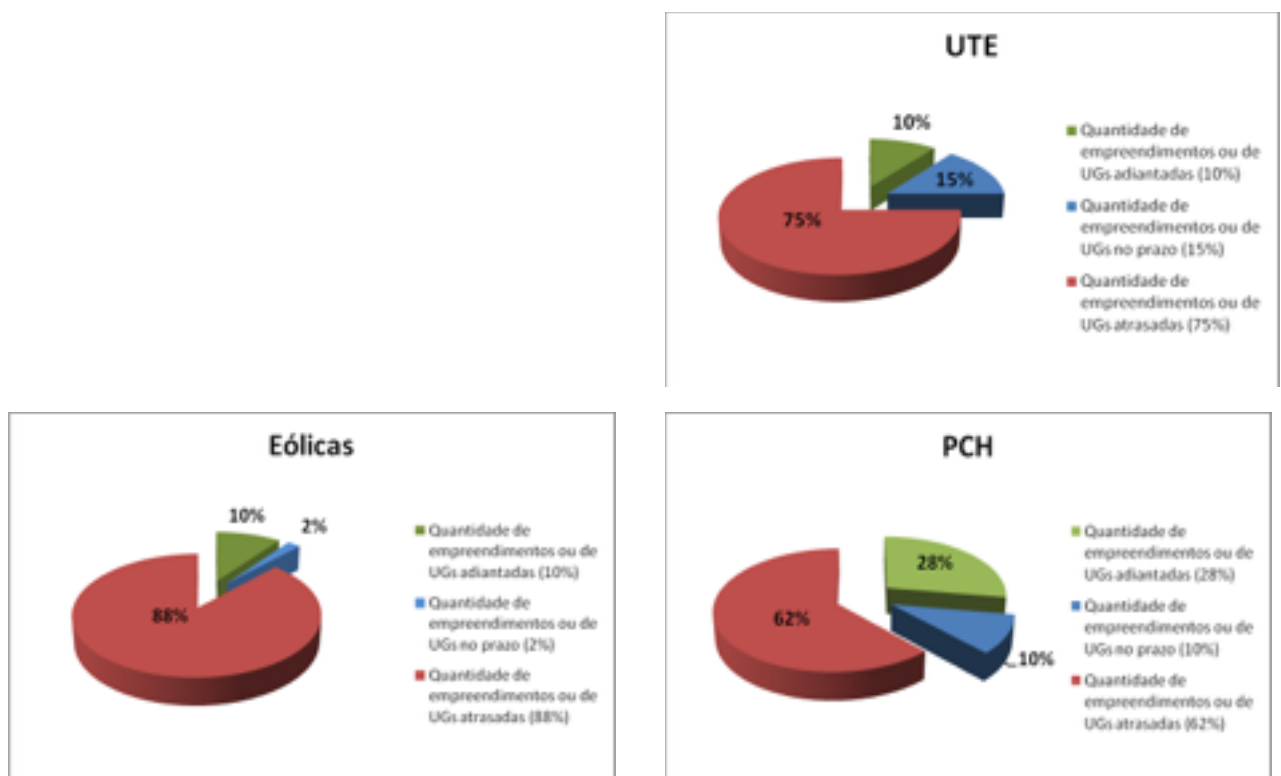
41. No universo dos leilões realizados de 2005 a 2012, buscou-se verificar a sincronia temporal entre as datas previstas para entrada em operação definidas nos leilões ou nos atos autorizativos e a real data em que ficaram disponíveis para suprimento ou transporte de energia elétrica. Foram detectados atrasos sistêmicos nos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica concedidos ou autorizados no período supracitado.

3.1.1. Atrasos na geração

42. Com base nos dados fornecidos pelo MME e pela Aneel (peças 159 a 161), foi analisada uma amostra de setecentos empreendimentos de geração leiloados entre 2005 e 2012, totalizando 29.364 MW de capacidade instalada, cuja seleção baseou-se nos critérios mencionados na seção que apresentou a metodologia. Por meio dessa análise, foram comparadas as datas previstas para entrada em operação no último ato legal e as datas efetivas (ou previsões atualizadas) para entrada em operação, com vistas a verificar se os prazos previstos nos atos legais estão sendo cumpridos.

43. As planilhas com os dados dos empreendimentos de geração contidos nas amostras, com os respectivos adiantamentos, cumprimentos dos prazos ou atrasos, estão contidas nas peças 165 a 168. Os gráficos da Figura 1 sintetizam a situação encontrada para cada tipo de usina geradora de energia elétrica.

Figura 1- Empreendimentos de geração ou UGs adiantados, atrasados ou no prazo para entrada em operação



Fonte: Planilha com dados do MME e da Aneel (peças 165 a 168).

Nota: O gráfico de UTE inclui as usinas a biomassa.

44. Na Figura 1, é possível observar a predominância da quantidade de atrasos para a entrada em operação em relação à quantidade de adiantamentos ou de cumprimentos dos prazos,

tendo em vista que 79% dos empreendimentos ou UGs de UHE apresentaram atrasos, 75% dos de UTE, 88% dos de eólicas e 62% dos de PCH.

45. Além da quantidade de atrasos, buscou-se analisar o tempo de atraso médio e a proporção de empreendimentos ou de UGs com atrasos superiores a três meses, seis meses, nove meses e um ano. A Tabela 1 traz esse panorama.

Tabela 1 - Atrasos na geração

Tipo de geração	Quantidade de empreendimentos ou de UGs na amostra	Atraso médio (meses)	Percentual de empreendimentos ou unidades geradoras que apresentaram atrasos em relação ao total da amostra, por tipo de geração e faixa de atraso (%)			
			Superior a 3 meses	Superior a 6 meses	Superior a 9 meses	Superior a 1 ano
UHE	146	8	66	52	40	12
UTE	144	11	60	51	46	35
Eólicas	352	10	66	61	53	43
PCH	58	4	50	40	28	16

Fonte: Planilha com dados do MME e da Aneel (peças 165 a 168).

Nota: os dados de UTEs contemplam as usinas a biomassa

46. O atraso médio chega a oito meses para Usinas Hidrelétricas (UHE), a onze meses para Usinas Termelétricas (UTE), a dez meses para eólicas e a quatro meses para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), sendo que mais de 40% dos empreendimentos ou UGs apresentam atrasos superiores a seis meses, conforme se observa na Tabela 1. Chama a atenção o caso das eólicas e UTE em que 43% e 35% dos empreendimentos ou UGs apresentaram, respectivamente, atrasos superiores a um ano.

47. Cabe destacar que esse atraso sistêmico detectado nos empreendimentos de geração não é novidade para o setor. Na Ata 134 do CMSE (peça 156, p. 3 e 4) e seu anexo (peça 157), foi mencionado que o MME estava realizando o monitoramento de 289 novas usinas com construção em andamento. Comparando as datas de tendência das usinas versus datas do Ato Legal, o MME verificou que 71% dos empreendimentos de geração monitorados encontram-se com datas de tendência fora do ato legal e que, no cômputo geral, existia um atraso médio de nove meses nas datas previstas para esses empreendimentos. Nota-se que o monitoramento efetuado pelo MME está em consonância com a análise empreendida no presente trabalho, o que reforça os resultados nele apresentados.

48. As principais causas dos atrasos estão ligadas a questões ambientais, carência de estudos que fundamentem os prazos estabelecidos nos atos de outorga e insuficiência de mecanismos de monitoramento por parte do MME.

49. Esses atrasos reduzem a oferta de energia e fazem com que o ONS opere o sistema com pouca flexibilidade e com linhas de transmissão sobrecarregadas, elevando-se o risco de déficit energético. Além disso, o ONS passa a ter que acionar mais usinas térmicas (fontes mais caras) para garantir o suprimento de energia, o que aumenta o custo da energia que é posteriormente repassado ao consumidor. Dessa forma, esse cenário de atrasos prejudica a eficiência e economicidade do sistema.

3.1.2. Atrasos na transmissão

50. Com base nos dados fornecidos pela Aneel (peça 162), foi selecionada uma amostra de 227 empreendimentos leiloados ou autorizados entre os anos de 2005 e 2012, sendo 163 empreendimentos de linha de transmissão (aproximadamente 29.800 km de extensão) e 64 de subestações (aproximadamente 21.430 MVA de capacidade de transformação), cuja seleção baseou-se nos critérios mencionados na seção Metodologia deste relatório. Partindo dessa amostra, foram feitas comparações entre as datas previstas no ato legal e as datas efetivas (ou previsões atualizadas) para entrada em operação.

51. As planilhas com as amostras selecionadas de dados dos empreendimentos de transmissão – com os respectivos adiantamentos, cumprimentos dos prazos ou atrasos para a entrada em operação – estão contidas nas peças 163 e 164. Os gráficos da Figura 2 sintetizam a situação encontrada para as linhas de transmissão e subestações.

Figura 2 - Empreendimentos de transmissão adiantados, atrasados ou no prazo para entrada em operação

Fonte: Planilha com dados da Aneel (peças 163 e 164).

52. Verifica-se a predominância da quantidade de atrasos para a entrada em operação em relação à quantidade de adiantamentos ou de cumprimentos dos prazos, tendo em vista que 83% das linhas de transmissão e 63% das subestações apresentaram atrasos.

53. Em relação ao tempo de atraso, identificou-se o tempo médio de atraso e a proporção de empreendimentos com atrasos superiores a três meses, seis meses, nove meses e um ano. A Tabela 2 traz o resultado desse levantamento.

Tabela 2 - Atrasos na transmissão

Tipo de transmissão	Quantidade de empreendimentos na amostra	Atraso médio (meses)	Percentual de empreendimentos que apresentaram atrasos em relação ao total da amostra, por tipo de transmissão faixa de atraso (%)			
			Superior a 3 meses	Superior a 6 meses	Superior a 9 meses	Superior a 1 ano
Linhas de transmissão	163	14	73	64	56	44
Subestações	64	3	42	31	17	6

Fonte: Planilha com dados da Aneel (peças 163 e 164).

54. O atraso médio é de quatorze meses para a entrada em operação de linhas de transmissão (LT) e de três meses para subestações elétricas (SE).

55. De forma semelhante à situação dos empreendimentos de geração, esse atraso sistêmico é de amplo conhecimento do setor. Na Ata 134 do CMSE (peça 156, p. 3 e 4) e seu anexo (peça 157), foi mencionado que o MME estava realizando o monitoramento de 23.653 km de linhas de transmissão e 51.844 MVA de capacidade de transformação relativas às obras em andamento. Considerando as datas de tendência da transmissão versus datas do ato legal, foi concluído que 69% das obras das linhas de transmissão monitoradas encontram-se com datas de tendência fora do ato legal e que, no cômputo geral, existe um atraso médio de doze meses nas datas previstas desses empreendimentos. Com relação aos empreendimentos monitorados de subestações, 59% encontra-se com as datas de tendência fora do ato legal e o atraso médio é de sete meses.

56. Destaca-se que a redução da capacidade de transporte de energia elétrica fragiliza o sistema, pois, além de sobrecarregar as outras linhas de transmissão, pode impossibilitar que o ONS realize conexão entre os subsistemas, o que é indispensável quando há hidrologia desfavorável em alguma das regiões do país. Desse modo, o pilar central da Lei 10.848/2004, que é a segurança energética, fica prejudicado com esse recalcitrante retardo.

3.2. Em que medida atrasos e descompassos nas obras de geração e transmissão afetam o SEB?

57. Considerando o quadro verificado de atrasos e descompassos nas obras de geração e transmissão, buscou-se estimar os impactos causados, ainda que somente em relação a alguns casos específicos, haja vista as limitações em relação aos bancos de dados existentes no MME e na Aneel.

58. Os atrasos e descompassos geram efeitos perversos sobre o sistema elétrico brasileiro. Destacam-se, particularmente, os efeitos financeiros sobre o sistema de custos – que seriam evitados caso os empreendimentos cumprissem seus contratos/cronogramas – e os efeitos sobre a segurança energética – a qual pode ser comprometida pela não disponibilização da energia planejada.

59. No que se refere aos efeitos financeiros, identificaram-se cinco modalidades de custos que seriam evitados caso os empreendimentos cumprissem seus contratos/cronogramas:

a) a exposição involuntária das distribuidoras que são obrigadas a recorrer ao Mercado de Curto Prazo (MCP), sujeitas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), para repor a energia contratada e não entregue, sendo tal custo repassado aos consumidores. São exemplos a UHE Jirau, as UTE a carvão, gás natural e usinas eólicas dos leilões de fonte alternativa;

b) o pagamento da Receita Anual Permitida (RAP) para transmissoras cujas obras de transmissão ficaram prontas e foram subutilizadas em razão da não execução de obras complementares necessárias para o transporte/recebimento da energia, como ocorreu com a Linha de Transmissão Tucuruí-Manaus-Macapá;

c) o pagamento de Encargo de Serviço do Sistema (ESS) por restrição de operação, devido a atrasos em linhas de transmissão, como ocorreu no sistema Acre-Rondônia, em que houve integração ao SIN, mas as térmicas continuaram gerando por atraso nas obras de transmissão;

d) o custo de geração das térmicas a óleo de Manaus que continuam em operação, não obstante haver gás natural disponível. Com isso o sistema arca com o alto custo do contrato de fornecimento de gás sem usá-lo integralmente e, ao mesmo tempo, paga o custo elevado da geração a óleo; e

e) o pagamento da receita fixa (RF) de contratos firmados com os geradores que concluíram suas obras, sem a conclusão das respectivas transmissões, como é o caso de usinas eólicas e a biomassa que foram contratadas nos leilões de reserva.

60. A Tabela 3 apresenta um resumo do levantamento desses casos específicos, cujos custos para o sistema teriam sido evitados caso não tivessem sido registrados atrasos/descompassos.

61. Ainda na Tabela 3, observa-se que, ao longo de três anos, do ponto de vista do impacto econômico, somente o descompasso na conversão das térmicas de Manaus totalizou R\$ 3,2 bilhões. Já os parques eólicos concluídos sem transmissão totalizaram R\$ 929 milhões. A totalidade dos estudos de caso alcançou impactos da ordem de R\$ 8,3 bilhões, que são custos que poderiam ter sido evitados. Tais valores oneram ainda mais o sistema, que desde 2013 vem sendo socorrido pelo Tesouro Nacional. Ressalte-se que tais valores são nominais, sem qualquer correção.

Tabela 3 - Casos de atrasos e descompassos, de 2009 a 2013

Casos	Período	Descrição	Impacto financeiro		Impacto sobre a segurança energética (MW médios)
			Modalidade do impacto	Valor do impacto financeiro (R\$ mil)	
UHE Santo Antônio	Jan a dez/2013	Atrasos nas obras da usina.		0	854,4
UHE Jirau	Jan a ago/2013	Atrasos nas obras da usina.	MCP	186.259	1.641,2
Interligação do Complexo do Madeira ao Sudeste	Abr a dez/2013	Descompassos na execução das obras da LT.	RAP	134.615	
Interligação do Sistema Acre-Rondônia ao SIN	Nov/2009 a Dez/2013	Atrasos na interligação resultaram na permanência dos despachos térmicos.	ESS	2.652.719	
UTES de Manaus	Jan/2011 a dez/2013	Descompasso na conversão das térmicas: subutilização do gás.	≠ de preços do gás e do óleo	3.207.374	
LT Tucuruí-Macapá-Manaus	Jun a dez/2013	Subutilização da LT.	RAP	179.200	
UTES Maranhão IV e V	Jan a mar/2013	Atrasos nas obras da usina.	MCP	228.390	466,6
UHE Dardanelos	Jan a ago/2011	A usina foi concluída antes da transmissão.	-	0	154,9
UTE Porto do Itaquí	Jan a dez/2012	Atrasos nas obras da usina.	MCP	204.156	332,7
UTE Pecém I	Jan a jun/2012	Atrasos nas obras da usina.	MCP	68.416	631,0
UTE Pecém II	Jan a set/2013	Atrasos nas obras da usina, a qual foi concluída antes da transmissão.	MCP	243.920	294,7
Usinas Eólicas	Jul/2012 a dez/2013	As usinas foram concluídas antes das transmissões.	RF + MCP	929.590	570,0
UTES a Biomassa	Ago/2009 a fev/2013	As usinas foram concluídas antes das transmissões.	RF	247.816	170,0

<i>Total em R\$</i>				8.282.455	
			2009	102.522	
			2010	759.141	
			2011	1.900.416	
			2012	1.963.712	
			2013	3.556.664	

Fonte: Elaboração própria (peça 258).

62. Observa-se, na apresentação dos casos específicos, ocorridos entre 2009 e 2013, que o ano de 2013 foi o mais impactado. Dos R\$ 8,3 bilhões de custos que poderiam ter sido evitados para o sistema, R\$ 3,5 bilhões ocorreram nesse exercício.

63. Ao diminuir a oferta de energia em razão do descumprimento de cronogramas para entrada em operação, as cinco modalidades de atrasos/descompassos, listadas na tabela acima, refletiram negativamente na segurança energética, vez que a própria gestão do sistema fica comprometida face o risco de não suprimento de energia.

64. Assim, esta questão de auditoria está estruturada em dois tópicos: o primeiro apresenta os detalhes acerca do impacto financeiro para o sistema, relacionado aos casos específicos acima mencionados, em razão de atrasos e descompassos, enquanto o segundo trata dos efeitos desses atrasos e descompassos sobre a segurança energética.

3.2.1. Impacto financeiro para o sistema

3.2.1.1. Geração e Transmissão das usinas do Madeira

65. O complexo de geração do rio Madeira é composto pelas usinas hidrelétricas (UHEs) Santo Antônio e Jirau, localizadas no estado de Rondônia. Ambas se caracterizam pela ausência de reservatórios (usinas a fio d'água) e, considerando as condições hidrológicas da região, apresentam oferta hidroelétrica abundante no primeiro semestre (período chuvoso) e reduzida no segundo semestre (período seco).

66. A UHE Santo Antônio, licitada por meio do Leilão Aneel-5/2007, possui uma potência de 3.150,4 MW, com motorização de 44 unidades geradoras (UGs), e garantia física de 2.218 MW médios.

67. A UHE Jirau, por sua vez, foi licitada no Leilão Aneel-5/2008 e conta com a capacidade instalada de 3.750 MW, com motorização de 50 UGs, e garantia física de 2.184,6 MW médios.

68. Para possibilitar o escoamento de toda a energia proveniente das duas usinas, foi licitado, por meio do Leilão Aneel-7/2008, um sistema de transmissão que interliga o Complexo do Madeira à região Sudeste, constituído por duas estruturas semelhantes e paralelas, que percorrem um trajeto de 2.375 km entre as subestações Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara (SP), em Corrente Contínua de Alta Tensão (CCAT), composto por dois bipolos que totalizam 6.300 MW (3.150 MW \pm 600kV).

3.2.1.1.1. UHE Santo Antônio

69. Em 13/6/2008, a Madeira Energia S.A. (MESA) celebrou o Contrato de Concessão 1/2008-MME-UHE Santo Antônio, comprometendo-se em disponibilizar, a partir de dezembro de 2012, 70% da geração da usina ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), conforme as

cláusulas 9.7 e 13.3.1 do Edital do Leilão 5/2007, bem como em observar o cronograma previsto em seu Anexo II, incluindo a previsão de entrada da primeira máquina para 1/12/2012 (peça 135, p. 1-24, peça 145, p. 18, 31 e 36).

70. Visando comercializar a sua energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), a usina celebrou, já em 1/12/2008, o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 1/2008-MME-UHE Santo Antônio (ITA), no qual a entrada em operação de todas as suas UGs foi antecipada, com a primeira máquina prevista para 1/5/2012 (peça 135, p. 94-98).

71. Para permitir o escoamento da energia gerada pelas primeiras UGs da UHE Santo Antônio dentro do cronograma antecipado, foi realizada tratativa entre a Santo Antônio Energia S.A. (SAE), sucessora da MESA, e a Porto Velho Transmissora de Energia S.A. (PVTE), titular da concessão de transmissão que atende o sistema Acre-Rondônia, visando à adoção das providências necessárias, entre as quais a instalação, em caráter provisório, de subestação 500/230 kV (peça 137, p. 7).

72. Em 23/8/2010, a UHE Santo Antônio firmou o 2º Termo Aditivo, com mais uma antecipação no cronograma de implantação da usina, até a 32ª UG, com a UG 1 prevista para 15/12/2011 (peça 137, p. 10-16).

73. Na sequência, a conexão provisória entrou em operação em 15/11/2011. Todavia, tal fato não foi o suficiente para o cumprimento do cronograma de entrada em operação estipulado, pela usina no 2º TA (peça 137, p. 20).

74. Diversos atrasos na entrada em operação da UHE Santo Antônio afetaram a disponibilidade de sua energia, embora a usina já possuísse contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento a partir de dezembro de 2012, e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), com início de suprimento a partir de dezembro de 2011 (peça 147 e peça 146, p. 15).

75. O cronograma constante do 2º TA foi descumprido. A primeira UG entrou em operação comercial somente a partir de 30/3/2012. Há atrasos superiores a um ano na entrada em operação das unidades geradoras de Santo Antonio (peça 137, p. 31).

76. As UGs 13, 14, 15, e 17 da UHE Santo Antônio foram liberadas para operação comercial sem que a energia por elas gerada pudesse ser escoada (peça 137, p. 47-49).

77. A Aneel, em julho de 2013, teve ciência de que havia restrição de escoamento das máquinas da usina, em razão da ausência do equipamento denominado Generation Station Coordinator (GSC), conforme peça 137 (p. 39-40).

78. Esse equipamento fez-se necessário porque os sistemas de supervisão e controle dos equipamentos das usinas e do complexo de transmissão não eram compatíveis.

79. A capacidade de transmissão do 1º bipolo era de 3.150 MW. No entanto, para se injetar cargas maiores que 700 MW, era necessário que o GSC estivesse em operação, o que só ocorreria em novembro de 2013 (peça 137, p. 40).

80. Outro problema resultante desse descompasso foi o número necessário de UGs das UHEs Santo Antônio e Jirau ligadas simultaneamente para a realização dos testes na estação retificadora do 1º bipolo, referente ao lote C do Leilão Aneel-7/2008. De acordo com o ONS, sem o GSC seriam necessárias doze UGs (peça 138, p. 130-131), enquanto que com o GSC, apenas oito (peça 128, p. 1, e peça 138, p. 134).

81. *As condições hidrológicas, em especial, interferem na operação das turbinas, uma vez a UHE Santo Antônio possui turbinas de cinco pás, que são capazes de operar em baixas quedas d'água, e de quatro pás, cuja geração é significativamente reduzida nessa situação (peça 137, p. 48).*

82. *Considerando o número necessário de doze UGs ligadas simultaneamente para permitir a realização dos testes na estação retificadora do 1º bipolo, a Aneel liberou as UGs 13 e 14, em 5/6/2013 e 28/6/2013, respectivamente.*

83. *Todavia, a energia de tais máquinas não pôde ser escoada, em virtude dos atrasos ocorridos na realização dos testes na estação retificadora pertencente à Subestação Coletora de Porto Velho e nas obras da linha de transmissão associada (lote D) do sistema de transmissão (peça 137, p. 48 e 52).*

84. *Além disso, após a liberação das UGs 13 e 14, as condições hidrológicas do Rio Madeira se tornaram desfavoráveis e prejudicaram a realização dos testes (peça 137, p. 48 e 53).*

85. *Assim, em 1/8/2013, quando as obras do lote D do sistema de transmissão foram concluídas, completando a implantação do 1º bipolo, já não era mais possível a realização dos testes da estação retificadora, ante a impossibilidade da disponibilização de, pelo menos, doze UGs do Complexo do Madeira sincronizadas simultaneamente (peça 137, p. 48 e 53).*

86. *As UGs 15 e 17 da UHE Santo Antônio, por sua vez, diferente das UGs 13 e 14, possuíam a configuração de quatro pás e exigiam quedas d'água maiores que as disponíveis naquele momento para funcionarem.*

87. *A liberação para operação comercial das UGs 15 e 17 havia sido negada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG). Contudo, a diretoria da Aneel, em 3/9/2013, revogou os despachos da SFG e liberou retroativamente as unidades geradoras para início da operação comercial, desde 19/8/2013, para a UG 15 e desde 3/8/2013 para a UG 17 (peça 137, p. 51-54).*

88. *Antes dessa decisão da diretoria, a concessionária Santo Antônio acionou a justiça e obteve decisão judicial favorável para que se fosse reconhecida a operação comercial das unidades geradoras (peça 125, p. 181).*

89. *Em razão da decisão da diretoria da Aneel e do sucesso obtido pela concessionária em sua ação judicial, a UHE Santo Antônio não teve que recompor lastro. Os MWh não gerados foram cobertos pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que é gerado por outras usinas hidrelétricas do SIN.*

90. *Ainda assim, tendo em vista a motivação apontada no Voto do Diretor-Relator da Aneel que analisou recursos administrativos interpostos pela Santo Antônio Energia S.A., a Aneel decidiu pela liberação de tais máquinas.*

91. *Ressalta-se que, de acordo com o cronograma constante do 2º TA, 24 UGs da UHE Santo Antônio já deveriam ter sido liberadas para operação comercial, quando as obras do 1º bipolo foram construídas, o que certamente seria o suficiente para a realização dos testes da estação retificadora (peça 137, p. 14).*

92. *Soma-se a isso o atraso das dezesseis UGs da UHE Jirau, que também deveriam ter entrado em operação comercial até aquele momento, conforme Contrato de Concessão 2/2008-MME-UHE Jirau (peça 141).*

93. Portanto, embora as obras do 1º bipolo estivessem concluídas desde 1/8/2013, somente em outubro de 2013, quando as condições hidrológicas permitiram a sincronização de doze UGs do Complexo do Madeira simultaneamente, a linha passou a estar apta a ser energizada (peça 128, p. 1).

94. Quanto às causas para os atrasos verificados, a concessionária requer a excludente de sua responsabilidade pelo período de 63,61 dias corridos, em virtude de paralisações grevistas nas obras da UHE Santo Antônio. Até o momento, embora a SFG/Aneel tenha recomendado o reconhecimento de 24 dias, o corpo diretivo da Aneel ainda não se pronunciou (peça 126, p. 44 e 56).

95. Assim, a maior parte do atraso ainda não foi justificada pela Santo Antonio.

96. Em face desses sucessivos atrasos, a Aneel emitiu termos de notificação, com vistas à aplicação de penalidades à concessionária. No entanto, até o momento, nenhum dos processos punitivos instaurados em face desses termos resultou na penalização da SAE (peça 126, p. 38-46).

97. Não obstante, mediante Despacho Aneel-1.703/2013, a agência determinou à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que, no processo de operacionalização do disposto na Subcláusula 6.3.1 dos Contratos de Compra e Venda de Energia (CCEAR) atrelados à UHE Santo Antônio, que trata do critério de sazonalização da energia contratada, seja considerado o cronograma de implantação original da usina estabelecido no Edital do Leilão 5/2007 (peça 146, p. 25).

98. Ou seja, se considerado o cronograma de implantação original da usina, estabelecido no Edital do Leilão 5/2007, os montantes de energia contratados pelos CCEARs da usina, durante o ano de 2013, só preveem a entrada em operação equivalente à garantia física de quatorze UGs, sendo a UG 13, em novembro, e a UG14, em dezembro (peça 146, p. 21).

99. Dado o mencionado despacho da Aneel, verifica-se que os contratos do ACR não foram descumpridos, em razão de o sistema de transmissão ter sido energizado a partir de outubro de 2013. Portanto, não houve impactos financeiros para o consumidor devido aos atrasos na geração, uma vez que as distribuidoras não se submeteram à exposição involuntária, ou seja, ao mercado de curto prazo.

100. Há registro de pleito específico da SAE na Aneel em que a concessionária requer (peça 126, p. 5-56), além da exclusão de sua responsabilidade em virtude das paralisações grevistas já mencionadas: a) a compensação de R\$ 68 milhões pagos a título de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST); e b) a postergação dos CCEARs da UHE Santo Antônio, até a entrada em operação comercial do sistema de transmissão definitivo, com efeitos retroativos desde 15 de dezembro de 2012.

101. A Aneel ainda não se posicionou sobre tal pleito, mas, caso seja acatado, deve-se mencionar que os efeitos dessa decisão irão repercutir financeiramente sobre o consumidor. É pertinente que esse pleito seja acompanhado, pois o impacto para os consumidores será enorme, na medida em que serão recontabilizados todos os contratos firmados na CCEE entre as distribuidoras e a UHE Santo Antônio.

3.2.1.1.2. UHE Jirau

102. Em 13/8/2008, a Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) celebrou o Contrato de Concessão 2/2008-MME-UHE Jirau, comprometendo-se em disponibilizar a energia

gradativamente, à medida que as UGs dessa UHE entrassem em operação comercial, a partir de 31/1/2013 (peça 141).

103. Em 17/9/2012, foi celebrado o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 2/2008-MME-UHE Jirau, antecipando a entrada em operação comercial de todas as máquinas, de modo que a UG 1 passou a ter data prevista para entrada em operação em 1/1/2013 (peça 142).

104. Posteriormente, de acordo com o Voto do Diretor-Relator que fundamentou o Despacho Aneel-1.732/2013, a ESBR alegou problemas que teriam concorrido para os atrasos na implantação da usina. Entre eles, a retenção ilegal de alguns equipamentos pela Receita Federal em Rondônia (peça 224, p. 1-3).

105. Além disso, em virtude de um atraso ocorrido na entrada em operação da LT Porto Velho-Araraquara (1º bipolo do sistema de transmissão que interliga o Complexo do Madeira à região Sudeste), o cronograma de motorização de algumas máquinas da usina teria sido afetado (peça 224, p. 3).

106. Dessa forma, a Aneel resolveu postergar a data de entrada em operação comercial das UGs e o início de suprimento de energia previsto no CCEAR da UHE Jirau, no sentido de concatenar tais datas com o período de trinta dias antes da entrada em operação comercial da Linha de Transmissão LT Porto Velho-Araraquara, prevista para 1/7/2013, e reconhecer o atraso de 52 dias no cronograma de implantação como excludente de responsabilidade (peça 224, p. 4).

107. Contudo, conforme Relatório que fundamentou o Despacho Aneel-3.588/2013 (peça 143, p. 7-18), a concessionária não se conformou com a decisão da agência e impetrou a Ação Cautelar 9500-90.2013.4.01.4100, em razão da qual foi prolatada, pelo Juízo da 5ª Vara Federal da Seção Judiciária de Rondônia, decisão liminar, na qual restou decidido: a) autorizar a produção antecipada de provas periciais de engenharia e contabilidade, a serem realizadas no canteiro de obras da UHE Jirau; b) determinar à Aneel a não aplicação de quaisquer sanções à ESBR pelo atraso na geração de energia e, por consequência, no pagamento das tarifas de uso do sistema de transmissão no tocante à energia cuja geração está em atraso segundo o cronograma vigente à época, até ulterior decisão; e c) a suspensão da exigência do registro de montantes de energia segundo o cronograma de instalação da UHE Jirau vigente à época (peça 143, p. 104-109).

108. A concessionária requereu, ainda, à agência a concessão de medida cautelar (peça 143, p. 10) visando suspender, até a realização da perícia estabelecida pela medida liminar obtida na Ação Cautelar e a sua consequente apreciação pela Diretoria da Aneel: a) o registro dos montantes de energia de CCEARs das unidades geradoras em atraso devido aos eventos alegadamente caracterizadores de excludente de responsabilidade; b) a aplicação de quaisquer penalidades à ESBR por descumprimento ao prazo para entrada em operação comercial da UHE Jirau; e c) a cobrança da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) sobre os montantes de uso relativos aos períodos em que a usina deixou de gerar energia em razão dos eventos supostamente caracterizadores de excludente de responsabilidade.

109. Dessa forma, embora a geração da UHE Jirau não esteja seguindo o planejado e os respectivos CCEARs não estejam sendo honrados, a CCEE está impossibilitada de exigir da concessionária a recomposição de lastro contratual.

110. Diante disso, por meio do Despacho Aneel-3.588/2013, a agência resolveu acatar parcialmente o pedido da ESBR de excludente de responsabilidade, por 239 dias a partir de 1/1/2013 (26 dias relativos ao movimento grevista de março de 2012, 45 dias devido aos reflexos

desse movimento, 116 dias em decorrência dos efeitos das ações criminosas ocorridas no canteiro de obras em 3/4/2012 e 52 dias referentes aos atos do Poder Público, já reconhecidos mediante o Despacho Aneel-1.732/2013), bem como **reconhecer a exposição involuntária das distribuidoras adquirentes da energia comercializada com a UHE Jirau, durante o prazo concedido**. Tal decisão implicou na compra de energia mais cara no mercado de curto prazo que a comercializada originalmente pela UHE Jirau, por meio dos CCEARs (peça 143, p. 16 e 20-22).

111. Em 22/10/2013, a agência determinou que a SFG instaurasse processo administrativo para apurar as causas e as responsabilidades pelo atraso na entrega das obras da UHE Jirau (peça 143, p. 19).

112. Não obstante, a UHE Jirau não está cumprindo os prazos mesmo após a postergação do cronograma em 239 dias. A única máquina da usina que entrou em operação comercial durante o ano de 2013 foi a UG 29, em 6/9/2013 (peça 224, p. 5).

113. Considerando o preço atualizado de venda da energia da usina, bem como o PLD da região Norte, que corresponde ao valor efetivamente pago para o abastecimento do sistema durante o período em que a Aneel reconheceu ter havido exposição involuntária das distribuidoras que compraram a energia da UHE Jirau, estima-se que o valor pago a mais em decorrência do atraso tenha sido de R\$ 186.259.367,00, conforme a Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).

114. Adicionalmente, após o período de exposição involuntária já reconhecido pela Aneel, as distribuidoras tiveram de arcar com cerca de R\$ 501 milhões com a compra de energia no MCP, no período de 2013, em razão da decisão liminar adotada pelo Juízo da 5ª Vara Federal da Seção Judiciária de Rondônia, que impossibilita a exigência de recomposição do lastro contratual pela concessionária. Embora esse montante tenha sido despendido pelas distribuidoras, **optou-se por não computá-lo integralmente (apenas os R\$ 186 milhões) em razão de a questão estar sub judice, bem assim, a Aneel ainda estar avaliando quem vai arcar com esse montante (peça 139, p. 209). Outro critério adotado, para ser conservador, foi que os montantes de energia do cálculo referem-se ao cronograma original do contrato e não o do 1º TA (peça 239, p. 2).**

3.2.1.1.3. Interligação do Complexo do Madeira ao Sudeste

115. O sistema de transmissão licitado por meio do Leilão Aneel-7/2008 foi composto por sete lotes (A a G), para os quais foram firmados os Contratos de Concessão 10 a 16/2009-Aneel, (peça 135, p. 99-182; e 136, p. 1-121).

116. Conforme os referidos contratos, os lotes A, B, C e E foram planejados para serem concluídos em 26/2/2012. O lote D, por sua vez, em 26/4/2012. Todos os lotes, no entanto, atrasaram.

117. As datas de efetiva entrada em operação, bem como as causas alegadas pelas concessionárias para a ocorrência desses atrasos, foram sintetizadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Causas dos atrasos nos lotes A a E do Leilão Aneel-7/2008

Lot e	Data efetiva de entrada em operação	Causas
A	13/8/2012	Demora na emissão de licenças ambientais e restrição de UGs do Complexo do Madeira para a realização de testes.

B	9/3/2012	<i>Demora na emissão de licenças ambientais.</i>
C	11/12/2012	<i>Demora na emissão de licenças ambientais.</i>
D	1/8/2013	<i>Demora na emissão de licenças ambientais, exigências ambientais, dificuldades na instituição da faixa de servidão, embargos administrativos e judiciais.</i>
E	7/8/2012	<i>Ainda não foram apresentadas justificativas no processo.</i>

Fonte: peças 174 (p. 73-75), 175 (p. 8-9), 176 (p. 18-19), 177 (p. 62-67), 132 (p. 180, 187, 189 e 193), e 149 (p. 76)

118. Cabe destacar, em especial, os atrasos nos lotes C e D, que resultaram na ocorrência de descompasso nas datas de conclusão das obras que formam o 1º bipolo.

119. Embora o 1º bipolo só tenha sido totalmente concluído em 1/8/2013, a concessionária do lote C passou a receber os valores de Receita Anual Permitida (RAP) a partir de 1/4/2013, quando as suas obras foram entregues.

120. Adicionalmente, entre agosto de 2013, quando as obras do 1º bipolo foram concluídas, e outubro de 2013, quando foi possível a energização da linha, também foram pagos valores referentes à RAP da concessionária do lote D, sem que o sistema de transmissão pudesse ser utilizado.

121. O valor recebido de RAP sem a utilização da LT é da ordem de R\$ 134.615.613,57, conforme demonstrado na Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).

122. Deve-se alertar, ainda, que as obras referentes aos lotes G e F (Contratos de Concessão 15 e 16/2009-Aneel), que formam o 2º bipolo, estão com atraso de um ano. Embora eles tenham sido planejados para 26/2/2013 e 26/4/2013, respectivamente, estão com previsão de conclusão para 30/4/2014. As concessionárias alegaram que houve demora na emissão do licenciamento ambiental (peça 132, p. 185 e 196; peça 136, p. 121-202).

3.2.1.2. Interligação do sistema Acre-Rondônia ao SIN

123. Conforme identificado no TC 003.626/2012-1, o Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica Aneel-1/2007 (Leilão Aneel-5/2006) previa a interligação do sistema AC-RO ao SIN, por meio de um sistema de transmissão composto por circuitos simples no trecho entre as subestações de Samuel e Vilhena (LT 230 kV Samuel-Ariquemes, LT 230 kV Ariquemes-Jiparaná, LT 230 kV Jiparaná-Pimenta Bueno e LT 230 kV Pimenta Bueno-Vilhena), bem como pelo circuito duplo da LT 230 kV Vilhena-Jauru.

124. Antes do referido leilão, o Sistema Acre-Rondônia já contava com circuitos simples que iam de Samuel até Vilhena (peça 186, p. 2). Assim, a concessão do referido sistema de transmissão permitiria adicionar um novo circuito ao trecho já existente e interligar o sistema mediante um circuito duplo no trecho Vilhena-Jauru.

125. De acordo com o cronograma definido no contrato, todo o referido sistema de transmissão deveria entrar em operação em 20/10/2008 (peça 233, p. 9 e 24).

126. Por meio da Resolução Autorizativa Aneel-1.846/2009, no entanto, a agência autorizou a prorrogação do prazo de entrada em operação da LT 230 kV Vilhena-Jauru para 16/8/2009, em razão da demora no processo de licenciamento ambiental, o que teria impossibilitado a

concessionária de cumprir o cronograma (peça 233, p. 4). A referida postergação foi formalizada, em 1/7/2009, por meio do Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica Aneel-1/2007 (peça 233, p. 1-2).

127. Em 23/10/2009, o sistema foi parcialmente interligado com a entrada da LT 230 kV Vilhena-Jauru (peça 186, p. 3).

128. Todavia, a interligação ocorreu com limitações na capacidade de recebimento de energia do SIN, haja vista o atraso ainda existente nos trechos em obras entre as subestações de Samuel e Vilhena (peça 237, p. 18).

129. Ocorre que, conforme apurado nos autos do TC 003.626/2012-1 (peça 237, p. 19), o Estado de Rondônia impôs óbices ao processo de licenciamento ambiental.

130. Por meio do Despacho Aneel-2.396/2010, a agência reconheceu o período de dezenove meses como atraso de responsabilidade do Poder Público (peça 233, p. 37-38).

131. A LT 230 kV Pimenta Bueno-Vilhena, no entanto, entrou em operação apenas em 21/12/2012. As LTs 230 kV Jiparaná-Pimenta Bueno, Samuel-Ariquemes e Ariquemes- Jiparaná, apenas em janeiro e fevereiro de 2013 (peça 186, p. 7, 9, 10-11).

132. Em razão disso, a Aneel aplicou multa à concessionária, por meio do Auto de Infração 106/2010-SFE. O valor da penalidade somou R\$ 95.080,97, após a interposição do recurso administrativo decidido mediante o Despacho Aneel-1.011/2012 (peça 233, p. 39).

133. Esse atraso fez com que o sistema Acre-Rondônia continuasse dependente de geração térmica local, devido à precariedade do sistema de transmissão. Parte das térmicas, que deveriam operar apenas em atendimento aos despachos da convencional ordem de mérito, operou à plena carga, a exemplo da UTE Termonorte II, que foi despachada ininterruptamente até dezembro de 2013.

134. Pelo exposto, face aos despachos com restrição de transmissão das UTEs Rio Acre, Termonorte I e II, no período de novembro de 2009 a dezembro de 2013, foram pagos **Encargo de Serviços do Sistema (ESS) por restrição de operação, face a atrasos na transmissão, da ordem de R\$ 2.652.719.484,00**, conforme a Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).

3.2.1.3. Usinas Termelétricas (UTES) de Manaus

135. De acordo com as informações já levantadas por meio do TC 003.626/2012-1, Acórdão 336/2014-TCU-Plenário, o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, com 661 km de extensão, foi construído pela Petrobras no período de 2006 a 2009. Em novembro de 2009, entrou em operação.

136. Já as obras para distribuição do gás, que se constituem de 43 km de ramais termelétricos, foram executadas pela Companhia de Gás do Amazonas (Cigás). Em dezembro de 2010, foi iniciada a disponibilização do gás para atendimento aos Produtores Independentes de Energia (PIE), em Manaus, e para as usinas da Amazonas Energia, distribuidora de energia controlada pela Eletrobras.

137. Em que pese a disponibilização do gás, as usinas térmicas movidas a óleo diesel e óleo combustível não foram convertidas a tempo para gás natural. Além disso, somente após toda a infraestrutura de transporte e distribuição do gás ter sido instalada, respectivamente, pela Petrobras e Cigás, a Amazonas Energia decidiu construir uma nova usina a gás, a UTE Mauá 3, que está prevista para operar comercialmente em junho de 2014, com potência de 400 MW a 650

MW, operando em ciclo combinado com flexibilidade de operação em ciclo simples, utilizando exclusivamente o gás natural (peça 240, p.2).

138. *Conforme o Contrato OC 1.902/2006, firmado entre a Amazonas Energia e a Cigás, são disponibilizados 5,5 milhões m³ de gás natural diariamente, desde dezembro de 2010 (peça 193, p. 13).*

139. *Como não existiam térmicas suficientes para consumir o total contratado, em 10/12/2009, foi firmado termo aditivo ao contrato reduzindo esse montante diário de gás para 3,6 milhões m³ até 2012, 5 milhões m³ em 2013 e, somente em 2014, seriam utilizados os 5,5 milhões m³ (peça 195, p. 10 e peça 197, p. 4).*

140. *A despeito de haver a disponibilidade de oferta diária de 5,5 milhões m³ de gás natural desde dezembro de 2010, o real consumo em 2011 foi de 1,6 milhões m³, em 2012 foi de 2,5 milhões m³ e em 2013 foi de 2,7 milhões m³ de gás (peça 198).*

141. *Por força contratual, a Amazonas Energia tem que pagar por um percentual mínimo do gás disponibilizado, mesmo não sendo utilizado, pelo prazo de vinte anos. Trata-se do ship or pay, que é um encargo de reserva de capacidade de transporte em que essa concessionária tem obrigação de pagar mensalmente à Cigás 100% da Quantidade Diária Contratada (QDC). Esse contrato também prevê a obrigação de take or pay, que significa que a Amazonas Energia deve pagar à Cigás, para repasse à Petrobras, no mínimo, uma quantidade de gás, a cada mês, equivalente a 70% da QDC e, a cada ano, uma quantidade de gás equivalente a 80% da QDC (peça 193, p. 5 e 9).*

142. *De janeiro de 2011 a dezembro de 2013, foram pagos R\$ 972.669.612,12 a título de ship or pay e take or pay (peça 192).*

143. *Ressalte-se que a Amazonas Energia está pagando valores sem utilizar todo o potencial do gasoduto Urucu-Coari-Manaus (ship or pay e take or pay) e, ao mesmo tempo, permanece a geração a óleo combustível e diesel, que são fontes de geração mais caras que o gás natural.*

144. *Somente após a construção da UTE Mauá 3, haverá a substituição completa do óleo combustível pelo gás natural. No ano de 2013, produziu-se 46% com gás, 37% com óleo e 17% a partir de hídricas (peça 191).*

145. *Quanto ao impacto financeiro, destaca-se que a configuração prevista para o parque térmico de Manaus era que metade fosse atendida por gás natural e metade pelo SIN, via Tucuruí. Contudo, adotou-se a postura mais conservadora e não se incluiu no cálculo a diferença entre as fontes hídricas e óleo, mas sim entre o gás e o óleo (peça 241).*

146. *Dessa forma, considerando os preços do óleo e do gás, bem como a geração proveniente dessas duas fontes desde 2011, estima-se que o valor pago a mais, em razão dos atrasos na disponibilidade de usinas a gás natural no sistema Manaus, tenha sido de R\$ 3.207.374.641,98, conforme se verifica na Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).*

3.2.1.4. Linha de Transmissão Tucuruí-Macapá-Manaus

147. *A Linha de Transmissão Tucuruí-Macapá-Manaus foi licitada por meio do Leilão Aneel-4/2008, dividido em três lotes, sendo: a) lote A: Trecho Tucuruí – Jurupari; b) lote B: Trecho Oriximiná – Macapá; e c) lote C: Trecho Oriximiná - Cariri (Manaus).*

148. Os lotes A, B e C foram contratados por meio dos Contratos 8/2008 (peça 213, p. 1-29), 9/2008 (peça 213, p. 30-60) e 10/2008 (peça 213, p. 61-90) para serem entregues em 16/10/2011. Os três lotes, no entanto, atrasaram. Os lotes A e C foram completamente entregues em 8/11/2013 e 3/7/2013, respectivamente. O lote B, por sua vez, ainda não foi inteiramente concluído.

149. De acordo com o posicionamento do corpo técnico da Aneel (SFE/Aneel), considerando como marco o dia 12/6/2013, em que 'quase a totalidade do empreendimento (LT 500 kV Tucuruí-Xingu-Jurupari e as SEs Xingu e Jurupari) entrou em operação comercial', deve ser reconhecida a excludente de responsabilidade da concessionária do lote A pelo atraso de 483 dias, em virtude da demora no processo de licenciamento ambiental. Os 122 dias restantes seriam de responsabilidade da contratada (peça 213, p. 97-101).

150. No tocante ao lote B, a SFE/Aneel afirma que, dos 605 dias considerados como atraso, tendo como marco a entrega das linhas de transmissão de 500 kV e as subestações associadas, também em 12/6/2013, a responsabilidade por 371 dias de atraso não deve ser imputada à concessionária, pelo mesmo motivo afirmado no caso anterior (peça 213, p. 111-114).

151. Em ambos os casos, foi emitido Auto de Infração com multas nos valores de R\$ 22,8 mil e R\$ 38,9 mil, respectivamente (peça 213, p. 91 e 104).

152. Quanto ao lote C, a concessionária alega, em suma, os seguintes motivos para o atraso: demora na emissão das licenças ambientais pelo Ibama, conflito de competências entre o Ibama e o ICMbio, perda da janela hidrológica da região amazônica para a implantação do empreendimento, eventos naturais (cheias e secas), problemas fundiários e demora na liberação de equipamentos de manobra operacional/manutenção (bay's) na SE Oriximiná (peça 213, p. 119-126). A Aneel ainda não analisou a questão.

153. No que se refere à interligação do Sistema Manaus ao SIN, vale destacar que, conforme a nota técnica intitulada 'Atendimento à Região Metropolitana de Manaus – Solução de Curto Prazo', de 9/10/2008, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Amazonas Energia ainda deveria realizar um elenco de obras, no curto prazo, para normalizar o atendimento à Manaus (peça 111).

154. A implantação dessas obras seria necessária em virtude do esgotamento do sistema existente em 69 kV.

155. Segundo o plano de obras fixado na referida nota técnica, a previsão de conclusão dos empreendimentos relacionados era o ano de 2010, tendo como premissa a interligação de Manaus ao SIN, em 2012 (peça 111, p. 9 e 16).

156. Contudo, assim como a própria interligação ao SIN, as referidas obras não foram concluídas no prazo e, de acordo com a Aneel, estão sendo monitorados desde o ano de 2012. Não obstante, o status das obras apresentado demonstra que há atraso significativo, haja vista que estão previstas para serem totalmente concluídas apenas em maio de 2014 (peça 184, p. 2).

157. Essa mesma situação aconteceu no subsistema Macapá. Desde maio de 2012, a EPE havia definido as obras que deveriam ser implantadas pela Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), até maio de 2013, para a interligação ao SIN, conforme o estudo intitulado 'Programa de obras de subtransmissão – Amapá – período 2013-2018' (peça 117).

158. Segundo a Aneel, tais obras também estão com cronograma atrasado e a previsão é que somente em 30/5/2014 sejam entregues (peça 184, p. 2).

159. Tais atrasos nas linhas de distribuição de Manaus e Macapá geraram um descompasso no que se refere às obras dos lotes A, B e C da interligação dessas cidades ao SIN.

160. **No caso de Manaus, embora a integralidade dos lotes A e C e as linhas de transmissão de 500 kV e subestações associadas do lote B estejam concluídos, o que possibilitaria o intercâmbio pleno de energia entre o subsistema Manaus e o SIN, isso ainda não é possível, haja vista a pendência na conclusão de obras complementares de 230 kV e 69 kV, a cargo da Amazonas Energia.**

161. A linha tem capacidade de transmissão de 2.500 MW (peça 51, p. 20). No entanto, durante o ano de 2013, o fluxo de energia importada do SIN, por Manaus, foi de, no máximo, 35 MW (peça 191). No que diz respeito ao cálculo do impacto financeiro, este foi realizado levando-se em consideração a RAP integral, em face da baixa relevância dos 35 MW em relação à capacidade da linha.

162. **No caso de Macapá, ainda não há fluxo de energia na LT, a previsão é setembro de 2014.**

163. **Apesar dessa subutilização das linhas que ligam Tucuruí às cidades de Manaus e Macapá, as concessionárias dos lotes A, B e C do Leilão Aneel-4/2008 estão recebendo RAP integral. O valor estimado com esses dispêndios, até 31/12/2013, é da ordem de R \$ 179.200.367,72, conforme demonstrado na Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).**

3.2.1.5. Usinas Termelétricas (UTES) Maranhão IV e V

164. Por meio do Leilão Aneel-3/2008, as UTES Maranhão IV e V foram inicialmente outorgadas à UTE MC2 Joinville S.A. Em 16/8/2011, foram transferidas para a MPX Energia S.A., mediante a Resolução Autorizativa Aneel-3.032/2011 (peça 217, p. 1-2), e, depois, para a UTE Parnaíba Geração de Energia S.A, por meio das Resoluções Autorizativas Aneel-3.174/2011 (peça 217, p. 3-4) e 3.175/2011 (peça 217, p. 5).

165. De acordo com a Resolução Autorizativa Aneel 3.032/2011, as duas usinas são constituídas, cada uma, de duas unidades turbogeradoras a gás de 168,8 MW, totalizando uma potência instalada de 337,6 MW (total = 675,2 MW), utilizando como combustível gás natural pressurizado, com garantia física de 233,3 MW médios (total = 466,6 MW médios) e estavam previstas para entrarem em operação comercial no dia 1/1/2013.

166. As UGs da UTE Maranhão IV, no entanto, entraram em operação comercial apenas no dia 1/2/2013 (UG1) e 20/2/2013 (UG2). As UGs da UTE Maranhão V, por sua vez, foram liberadas para operação comercial no dia 1/4/2013 (UG1) e 12/4/2013 (UG2). Tais informações constam da peça 217 (p. 14-17).

167. Quanto a esse atraso, a Aneel reconheceu a excludente de responsabilidade da concessionária pelo período de 328 dias, no caso da UTE Maranhão IV, e de 332 dias, para a UTE Maranhão V, haja vista a demora na emissão das outorgas (peça 93, p. 218).

168. Por meio das Resoluções Autorizativas Aneel-3.852/2013 (peça 217, p. 18), 3.853/2013 (peça 217, p. 19) e 4.055/2013 (peça 217, p. 20), o cronograma de implantação das usinas e o início do suprimento previsto nos respectivos CCEARs foram alterados de 1/1/2013 para 1/4/2013, no caso das UGs 1 e 2 da UTE Maranhão IV e da UG 1 da UTE Maranhão V, e para 12/4/2013, no tocante à UG 2 da UTE Maranhão V.

169. Dessa forma, a concessionária foi dispensada de recompor o lastro contratual dos CCEARs por ela firmados até abril de 2013, o que gerou a exposição involuntária dos compradores, encarecendo o sistema. **Considerando o CVU e a garantia física das usinas durante o período de atraso sem a recomposição do lastro, bem como o PLD referente à região Nordeste, que corresponde ao valor efetivamente pago para o abastecimento do sistema no mesmo período, estima-se que o valor pago a mais em decorrência do atraso tenha sido de R\$ 228.390.248,00, conforme a Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).**

3.2.1.6. UHE Dardanelos

170. A UHE Dardanelos, outorgada por meio do Contrato de Concessão 2/2007-MME-UHE Dardanelos (Leilão Aneel-4/2006), é uma usina a fio d'água localizada no Rio Apurinã, no Estado do Mato Grosso, e possui uma potência de 261 MW, bem como uma garantia física de 154,9 MW médios (peça 221, p. 1-21).

171. As instalações de transmissão necessárias para escoar a energia gerada pela usina foram outorgadas por meio do Contrato de Concessão Aneel-11/2008 (Leilão Aneel-4/2008) (peça 91, p. 3).

172. No que se refere ao cronograma de implantação dos dois empreendimentos, o contrato referente ao sistema de transmissão previa a entrada em operação comercial em 16/6/2010 (peça 221, p. 26), enquanto a UG 1 da UHE Dardanelos deveria entrar em operação comercial em 1/1/2011 (peça 221, p. 9).

173. Todavia, conforme relatado pela Aneel (peça 91, p. 3), embora a conclusão das obras da usina tenha sido antecipada (UG 1, em jul/2010, UG 2, em set/2010 e UG 3, em nov/2010), o sistema de transmissão só foi liberado em junho/julho de 2011, ou seja, com um ano de atraso.

174. As justificativas da concessionária de transmissão para o atraso não foram integralmente acatadas pela Aneel e, assim, foi aplicada multa à concessionária, por meio do Auto de Infração 123/2010-SFE/Aneel, no valor de R\$ 201.065,31, o qual foi reduzido a R\$ 100.532,70 (peça 221, p. 52).

175. Não obstante, os testes de motorização da usina só puderam ser iniciados a partir de julho de 2011. A entrada em operação das UGs 1 e 5 ocorreu em agosto de 2011, e das UGs 2, 3 e 4, em setembro do mesmo ano (peça 91, p. 3-4).

176. Dessa forma, embora o Leilão Aneel-4/2006 previsse a entrada em operação comercial da UHE Dardanelos em 1/1/2011, as primeiras UGs da usina só entraram em operação comercial em agosto de 2011, resultando em um atraso de oito meses.

177. Sob o ponto de vista do impacto tarifário, a agência reconheceu a excludente de responsabilidade da concessionária de geração pelo atraso, concedendo-lhe a oportunidade de optar pela suspensão dos respectivos CCEARs, sem o recebimento das receitas deles provenientes, ou cumpri-los mediante a recomposição dos lastros contratuais.

178. Como a empresa decidiu por comprar energia para garantir o cumprimento dos seus contratos (peça 96, p. 212), o atraso não gerou efeitos financeiros para o consumidor.

3.2.1.7. Usina Termelétrica (UTE) Porto do Itaqui

179. Por meio do Leilão Aneel-1/2007, a UTE Porto do Itaqui, localizada no Município de São Luís, Estado do Maranhão, foi inicialmente autorizada à empresa Diferencial Energia

Empreendimentos e Participações Ltda., sob a denominação de Termomaranhão, com uma capacidade instalada de 350,2 MW e garantia física de 332,7 MW médios, utilizando carvão mineral como combustível, conforme a Portaria MME-177/2008 (peça 222, p. 1-4).

180. *Posteriormente, por meio do Despacho Aneel-632/2009 (peça 222, p. 5), foi registrada a alteração da razão social da Diferencial Energia Empreendimentos e Participações Ltda. para UTE Porto do Itaqui Geração de Energia S.A., e da Usina Termelétrica Termomaranhão para Porto do Itaqui, bem como autorizada a ampliação da capacidade instalada da usina para 360,14 MW.*

181. *De acordo com a Portaria MME-177/2008, a entrada em operação comercial da usina deveria ocorrer em 31/12/2011 (peça 222, p. 2). No entanto, esse prazo foi alterado para 1/4/2012, mediante a Resolução Autorizativa Aneel-3.322/2012 (peça 222, p. 6).*

182. *Conforme o Voto que fundamentou a referida resolução autorizativa (peça 222, p. 7-10), a Aneel reconheceu a excludente de responsabilidade da concessionária pela postergação do cronograma em 355 dias, sendo 65 dias em razão da demora na emissão da outorga e 290 dias devido à incidência de decisão judicial que paralisou o processo de licenciamento ambiental.*

183. *O prazo para a entrada em operação comercial, bem como o início do suprimento dos CCEARs da usina, ainda foram alterados para 1/10/2012, por meio da Resolução Autorizativa Aneel-3.548/2012 (peça 222, p. 11-13), e para 20/12/2012, mediante a Resolução Autorizativa Aneel-3.697/2012 (peça 223), sob o mesmo fundamento utilizado na postergação anterior.*

184. *Ainda assim, a entrada em operação comercial só ocorreu, de fato, em 5/2/2013 (peça 222, p. 14).*

185. *Dessa forma, embora o Leilão Aneel-1/2007 previsse a entrada em operação comercial da UTE Porto do Itaqui em 1/1/2012, o que, desde a publicação da Portaria MME-177/2008, corresponde a um prazo total de 1.329 dias (cerca de três anos e seis meses), a usina iniciou o suprimento com atraso de 401 dias em relação à data que a Aneel autorizou, por meio de resoluções, como sendo o marco para a entrada em operação.*

186. *Sob o ponto de vista do impacto tarifário, a Aneel dispensou a concessionária de recompor o lastro contratual dos CCEARs por ela firmados até 20/12/2012. Houve a exposição involuntária dos compradores da usina, o que encareceu o sistema. **Considerando o CVU e a garantia física da UTE Porto do Itaqui durante o período de atraso sem a recomposição do lastro, bem como o PLD referente à região Nordeste, que corresponde ao valor efetivamente pago para o abastecimento do sistema no mesmo período, estima-se que o valor pago a mais em decorrência do atraso tenha sido de R\$ 204.156.165,00, conforme a Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).***

3.2.1.8. Usina Termelétrica (UTE) Porto do Pecém I

187. *Por meio do Leilão Aneel-1/2007, a empresa MPX Pecém Geração de Energia S.A., sucedida pela Porto do Pecém Geração de Energia S.A., foi autorizada a implantar e explorar a Central Geradora Termelétrica denominada UTE MPX, posteriormente, nomeada Termelétrica Porto do Pecém I. A UTE seria constituída de duas Unidades Geradoras (UGs) com potência de 360 MW, totalizando 720 MW de capacidade instalada e 631 MW médios de garantia física, e localizada no Município de Caucaia, no Estado do Ceará, na forma da Portaria MME 226/2008 (peça 116, p. 1).*

188. O prazo para a entrada em operação comercial das duas UGs foi fixado em 1/1/2012 (peça 116, p. 2) e alterado para 29/2/2012 (1ª UG) e 31/5/2012 (2ª UG), após a edição da Resolução Autorizativa 3.317, de 24/1/2012 (peça 116, p. 5).

189. A Aneel reconheceu a excludente de responsabilidade da concessionária pela postergação do cronograma em 192 dias, haja vista a demora na emissão da outorga (84 dias decorrentes da alteração do cronograma estimado de eventos do Leilão A-5 de 2007 após a ocorrência do certame e 108 dias adicionais correspondentes ao intervalo decorrido entre a data prevista no terceiro cronograma para a emissão da outorga e a efetiva publicação do ato), e em 12 dias devido à incidência de decisão judicial que determinou a paralisação das obras (peça 116, p. 6-14).

190. Posteriormente, mediante a edição da Resolução Autorizativa 3.404, de 27/3/2012, a Aneel revisou o cronograma fixado para a implementação da obra, alterando o prazo para a entrada em operação comercial das duas UGs para 23/7/2012 e suspendendo os CCEARs da usina até essa data (peça 116, p. 15).

191. Contudo, a operação comercial só ocorreu, de fato, em 1/12/2012 (1ª UG) e 10/5/2013 (2ª UG), conforme informado pela Aneel (peça 102, p. 3).

192. A concessionária alegou que o atraso ocorrido após o prazo final fixado (23/7/2012) foi devido a problemas econômico-contratuais e técnicos (peça 178, p. 28-31) que, segundo a SFG/Aneel, são de responsabilidade da contratada (peça 178, p. 13-15 e 96-99).

193. Em razão do descumprimento dos prazos estabelecidos, com base no art. 6º, inciso XII, da Resolução Normativa Aneel 63/2004, foi exarado o Auto de Infração 3/2012-SFG contra a Porto do Pecém Geração de Energia S.A., no valor de R\$ 2.295.834,09 (peça 178, p. 3).

194. Dessa forma, **embora o Leilão Aneel-1/2007 previsse a entrada em operação comercial da UTE Pecém I em 1/1/2012, o que, desde a publicação da Portaria MME 226/2008, corresponde a um prazo total de 1.283 dias (cerca de três anos e seis meses), a primeira UG da usina atrasou 335 dias e a segunda UG 495 dias em relação à data que a Aneel autorizou, por meio de resoluções, como sendo o marco para a entrada em operação.**

195. **Sob o ponto de vista do impacto tarifário, a Aneel dispensou a concessionária de recompor o lastro contratual dos CCEARs por ela firmados por 204 dias. Houve exposição involuntária dos compradores da usina. Considerando o CVU e a garantia física da UTE Pecém I durante o período de atraso sem a recomposição do lastro, bem como o PLD referente à região Nordeste, que corresponde ao valor efetivamente pago para o abastecimento do sistema no mesmo período, estima-se que o valor pago a mais em decorrência do atraso tenha sido de R \$ 68.416.049,00, conforme a Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).**

3.2.1.9. Usina Termelétrica (UTE) Porto do Pecém II

196. Por meio do Leilão Aneel-3/2008, a empresa MPX Pecém II Geração de Energia S.A. foi autorizada a implantar e explorar a Central Geradora Termelétrica denominada UTE Porto do Pecém II, constituída de uma Unidade Geradora (UG) com potência de 360 MW e 294,7 MW médios de garantia física, e localizada no Município de São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará, na forma da Portaria MME 209/2009 (peça 116, p. 16).

197. O prazo para a entrada em operação comercial da usina foi fixado em 1/1/2013 (peça 116, p. 17).

198. De forma semelhante ao ocorrido no caso da UTE Pecém I, a Aneel também reconheceu que o cronograma deveria ser postergado, haja vista a demora de 137 dias na emissão da outorga (peça 116, p. 20-22).

199. Assim, por meio da Resolução Autorizativa 3.851, de 22/1/2013, o prazo para a entrada em operação comercial da UTE Porto do Pecém II foi alterado para 18/5/2013 e o início de suprimento dos CCEARs da usina foi postergado para 1/6/2013 (peça 116, p. 23).

200. De acordo com o Voto que fundamentou o Despacho 3.013 (peça 116, p. 24-26), de 27/8/2013, após a conclusão das obras, a usina não obteve autorização para a entrada em operação comercial, em virtude da ocorrência de atraso no sistema de transmissão definitivo (Subestação Pecém), cuja titularidade da concessão estava sob a responsabilidade de outra concessionária.

201. Assim, a Aneel suspendeu, novamente, o período de suprimento dos CCEARs firmados pela UTE Porto do Pecém II, desde 1/7/2013, até que fosse disponibilizado o seu respectivo sistema de transmissão definitivo (peça 116, p. 27).

202. Segundo a agência, a SE Pecém entrou em operação comercial em 16/10/2013 e a usina em 18/10/2013 (peça 102, p. 3).

203. Dessa forma, **embora o Leilão Aneel-3/2008 previsse a entrada em operação comercial da UTE Porto do Pecém II em 1/1/2013, o que, desde a publicação da Portaria MME 209/2009, corresponde a um prazo total para implantação do empreendimento de 1.320 dias (cerca de três anos e sete meses), a usina atrasou 290 dias em relação à data que a Aneel autorizou, por meio de resoluções, como sendo o marco para a entrada em operação.**

204. **Sob o ponto de vista do impacto tarifário, a Aneel dispensou a concessionária de recompor o lastro contratual dos CCEARs por ela firmados por 244 dias. Houve a exposição involuntária dos compradores de energia da usina. Considerando o CVU e a garantia física da UTE Pecém II durante o período de atraso sem a recomposição do lastro, bem como o PLD referente à região Nordeste, que corresponde ao valor efetivamente pago para o abastecimento do sistema no mesmo período, estima-se que o valor pago a mais em decorrência do atraso tenha sido de R\$ 243.920.361,00, conforme a Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).**

3.2.1.10. Parques Eólicos localizados na Bahia e no Rio Grande do Norte

205. Por meio dos Leilões Aneel-3/2009 e 5/2010, para a contratação de energia de reserva, bem como do Leilão Aneel-7/2010, para a contratação de energia de fontes alternativas, foram licitadas 142 usinas eólicas, localizadas em diversos estados do Brasil (peça 235, p. 1- 4).

206. De acordo com a Aneel, há atualmente 48 dessas usinas eólicas, localizadas nos Estados da Bahia e do Rio Grande do Norte, com as obras já concluídas e impossibilitadas de escoar energia em virtude de atrasos nos sistemas de transmissão associados a elas (peça 188). Ao todo, são 1.262 MW de potência e, aproximadamente, 570 MW médios (peça 235, p. 8 e 5).

207. Os sistemas de transmissão dessas usinas foram licitados após a realização da Chamada Pública Aneel-1/2010, com a finalidade de identificar os vencedores dos Leilões Aneel-5/2010 e 7/2010 interessados em compartilhar Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Compartilhada (ICG) (peça 235, p. 9-10).

208. Assim, foram realizados três leilões para a contratação de serviço público de transmissão visando à construção, operação e manutenção de instalações da rede básica e das referidas ICGs (Leilões de Transmissão Aneel-6/2010, 1/2011 e 3/2012).

209. Entretanto, no que se refere ao Leilão de Geração Aneel-7/2010, as datas previstas para o início de suprimento das centrais geradoras não foram concatenadas com a data fixada para a entrada em operação das instalações de transmissão, o que demonstra um descompasso já na época do leilão, conforme exposto a seguir.

Tabela 5 - Início de suprimento x Cronograma dos contratos de transmissão

Leilão de Geração	Início do suprimento	Contratos de transmissão associados aos leilões de geração	Data prevista de entrada em operação nos contratos de transmissão
3/2009	1/7/2012	19/2010	23/5/2012
		20/2010	
5/2010	1/9/2013	8/2011	13/8/2013
7/2010	1/1/2013	10/2011	
		19/2012	

Fonte: Editais de Geração Aneel-3/2009, 5/2010 e 7/2010, bem como os Contratos de Transmissão Aneel-19/2010, 20/2010, 8/2011, 10/2011 e 19/2012, disponíveis em www.aneel.gov.br.

210. Além disso, os prazos de todos os contratos de transmissão mencionados não foram cumpridos. Até o momento, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), que firmou os Contratos de Transmissão 19/2010, 20/2010, 10/2011 e 19/2012, bem como a Extremoz Transmissora do Nordeste S/A (ETN), titular do Contrato de Transmissão 8/2011, não concluíram as obras dos sistemas de transmissão (peça 131, p. 511, 514, 782, 855 e 989).

211. Quanto às causas dos atrasos verificados, a Chesf alega a demora de oito meses para emissão da Declaração de Utilidade Pública (DUP) pela Aneel, a insuficiência do prazo para licenciamento ambiental, bem como dificuldades relacionadas à questão fundiária (peça 183, p. 2-4).

212. Embora a Aneel tenha reconhecido um período de atraso não imputável à concessionária, relativo ao processo de licenciamento ambiental, foram aplicadas três multas à Chesf, as quais já foram pagas, cujo somatório é de cerca de R\$ 11,5 milhões (peça 235, p. 11-28). Ademais, desde a emissão das outorgas, teriam sido realizadas 43 fiscalizações, entre as quais a do Contrato de Transmissão 8/2011, celebrado com a ETN, para o qual já teria sido emitido Termo de Notificação para fins de aplicação de penalidade (peça 181, p. 3-4).

213. Em consequência desses descompassos no planejamento e dos atrasos na execução, **as obras dos parques eólicos em questão foram concluídas em data anterior às dos empreendimentos de transmissão necessários para o escoamento da energia por eles gerada.**

214. Sob o ponto de vista do impacto tarifário, a Subcláusula 5.12 dos Contratos de Energia de Reserva (CERs) firmados pelas usinas prevê o pagamento, pela CCEE, da receita de venda, quando a entrega da energia pelo vendedor é impedida unicamente pelo atraso na entrada em operação das instalações de uso do sistema.

215. Assim, as centrais geradoras estão recebendo receita fixa, muito embora os respectivos sistemas de transmissão não estejam implantados, inviabilizando o escoamento de energia.

216. No caso do Leilão Aneel-7/2010, para a contratação de energia proveniente de fontes alternativas, a Subcláusula 5.12 dos CCEARs também exime o vendedor da recomposição de lastro contratual. Ou seja, está ocorrendo a exposição involuntária dos compradores de energia dessas usinas, encarecendo o sistema com o abastecimento mediante a compra de energia no curto prazo, que normalmente é mais cara.

217. Pelo exposto, considerando os valores de receita fixa recebidos pelos parques eólicos contratados para energia de reserva, de julho de 2012 a dezembro de 2013, bem como os quantitativos de energia contratada e os valores do PLD, no caso das usinas licitadas no leilão de fontes alternativas, estima-se que o valor pago a mais em decorrência do descompasso tenha sido de R\$ 929.590.728,77, conforme a Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).

3.2.1.11. Usinas Termelétricas a Biomassa

218. As UTEs Porto das Águas, Costa Rica, Santa Luzia I, Alto Taquari, Morro Vermelho e Jataí, todas a biomassa, foram autorizadas a gerar energia, após vencerem o Leilão Aneel-1/2008, para a contratação de energia de reserva (peça 199, p. 1). Juntas, as seis usinas têm 568,1 MW de potência e 170 MW médios de garantia física.

219. Posteriormente, as referidas usinas manifestaram interesse, por meio da Chamada Pública Aneel-1/2008, em compartilhar Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Compartilhada (ICG) (peça 199, p. 2-10).

220. Assim, foi realizado o Leilão Aneel-8/2008, dividido em três lotes, para a contratação de serviço público de transmissão visando à construção e operação de instalações da rede básica, de Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Individual (IEGs) e das referidas ICGs. Os lotes A, B e C foram outorgados, respectivamente, pelos Contratos de Concessão Aneel-7/2009 (peça 199, p. 11-62), 8/2009 (peça 199, p. 63-107), e 9/2009 (peça 199, p. 108-134).

221. Contudo, as datas fixadas para a entrada em operação das instalações de transmissão não foram concatenadas com as datas previstas para a entrada em operação das centrais geradoras (peça 201, p. 2), o que demonstra um descompasso, já na fase de planejamento dos leilões, de até dezessete meses entre a geração e a transmissão. Após a execução dos contratos, houve usina que ficou trinta ou mais meses parada por falta de transmissão, a exemplo da Usina Jataí (35 meses) e da Usina Alto Taquari (trinta meses), conforme peça 255.

222. Além disso, os prazos contratuais da transmissão não foram cumpridos, como é o caso do Contrato 7/2009, que teve parte das licenças ambientais suspensas judicialmente até que se alterassem os traçados das linhas de transmissão e do local em que seria implantada a Subestação de Chapadão, o que permitiu a entrega da infraestrutura envolvida na controvérsia apenas em novembro de 2011 (peças 201, p. 2 e 63-64).

223. Segundo a Aneel, no âmbito do Contrato 8/2009, a Linha 230 kV Chapadão – Imbirussu também sofreu embargos judiciais, o que resultou na entrega da linha apenas em 27/8/2012 (peça 202, p. 73-75 e 120).

224. Ressalta-se, ainda, no tocante ao Contrato 9/2009, que o prazo de dezoito meses para a construção e disponibilização, segundo a Aneel, não foi cumprido para as instalações que dependiam de licenciamento ambiental junto ao órgão federal (peça 201, p. 3).

225. *Em consequência desses descompassos no planejamento e dos atrasos na execução, as datas fixadas para início de suprimento no Leilão Aneel-1/2008 não foram cumpridas e as obras das usinas foram concluídas em data anterior às dos empreendimentos de transmissão necessários para o escoamento da energia por elas gerada. Assim, as usinas ficaram paradas entre um e 35 meses, como é o caso da usina Jataí que ficou 2,9 anos aguardando a transmissão.*

226. *Sob o ponto de vista do impacto tarifário, a Subcláusula 5.9 dos Contratos de Energia de Reserva (CERs) firmados pelas usinas prevê o pagamento, pela CCEE, da receita de venda, quando a entrega da energia pelo vendedor é impedida unicamente pelo atraso na entrada em operação das instalações de uso do sistema.*

227. *Assim, as centrais geradoras receberam receita fixa, muito embora os respectivos sistemas de transmissão referentes ao Leilão Aneel-8/2008 não estivessem implantados, inviabilizando o escoamento da geração, o que foi ratificado pela Aneel (peça 220, p. 3).*

228. *Pelo exposto, considerando os valores de receita fixa recebidos pelas UTEs Porto das Águas, Costa Rica, Santa Luzia I, Alto Taquari, Morro Vermelho e Jataí, todas a biomassa, durante o período transcorrido entre a data de conclusão dos empreendimentos de geração e a efetiva implantação dos sistemas de transmissão associados, estima-se que o valor pago a mais em decorrência do descompasso tenha sido de R\$ 247.815.711,95, conforme a Planilha de Cálculo do Impacto Financeiro (peça 258).*

3.2.2. Impactos sobre a segurança energética

229. *A segurança do suprimento de energia elétrica depende basicamente de dois aspectos: balanço estrutural e situação conjuntural. O balanço estrutural consiste da comparação da oferta de energia no setor (dada pela soma das garantias físicas de todos os geradores em operação em determinado ano) com a demanda de energia (média anual prevista). Já a situação conjuntural consiste na verificação das condições hidrológicas do ano anterior e da atual, em que se analisa o armazenamento inicial dos reservatórios e a afluência ao longo do ano.*

230. *Quando o empreendimento de geração não entra em operação na data de necessidade recomendada pela EPE e definida pelo MME, há uma redução na segurança estrutural do suprimento de energia, tendo em vista que se passa a ter uma oferta inferior à planejada. Isso não necessariamente indica que haverá racionamento ou interrupções no fornecimento de energia. Porém, se a situação conjuntural for desfavorável ou a demanda for bem maior do que a planejada, o risco de racionamento será ampliado.*

231. *Quando há atrasos nas obras de reforço e expansão do sistema de transmissão, a conjugação de carga crescente de energia pode ocasionar restrições na capacidade de escoamento e, até mesmo, interrupções no suprimento de energia. Destaca-se que essas interrupções podem acontecer inclusive em um cenário de sobra estrutural de energia, o que enfatiza a importância de um sistema de transmissão mais robusto e capilar para garantir maior segurança no suprimento de energia elétrica.*

232. *Analisando os leilões ocorridos entre 2005 e 2012, verifica-se um retardo sistêmico tanto na entrada em operação de empreendimentos de geração como de transmissão.*

233. *Em setembro de 2013, o MME apresentou relatório ao CMSE mostrando que o atraso da entrada em operação dos 22 leilões de geração, realizados a partir de 2005, representavam 7.399,59 MW de potência instalada e 3.439,18 MW médios de garantia física. Como a geração total do Brasil, em setembro de 2013, foi de 60.573 MW médios, nota-se que a energia que deixou*

de entrar no sistema, em virtude dos atrasos e descompassos, representa 5,7% do consumo (peça 185, p. 7 e peça 187, p. 7).

234. Essa ausência de oferta da ordem de 3.400 MW médios prejudica a segurança de suprimento exigida pelo sistema, pois aumenta o risco de déficit de energia, principalmente quando há situação conjuntural desfavorável.

235. Esses atrasos na entrada em operação de empreendimentos têm afetado inclusive o planejamento do setor, que se externaliza por meio dos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), os quais são elaborados anualmente pela EPE e fazem previsões da expansão do setor elétrico para os próximos dez anos.

236. Considerando a possibilidade de aumento da demanda por energia em proporção maior do que o verificado nos anos anteriores, os baixos níveis de armazenamento observados na maioria dos reservatórios, a estiagem severa identificada na maior parte do país no início de 2014 e as restrições na transferência de energia entre os subsistemas, conclui-se que os atrasos e descompassos na entrada em operação dos empreendimentos de geração e de transmissão são ainda mais prejudiciais à segurança energética do sistema. Isso porque a expansão insuficiente da oferta de energia atrelada à ocorrência de cenários hidrológicos e de demanda mais desfavoráveis pode resultar na necessidade de um indesejado racionamento de energia.

237. Particularmente, a título de exemplo, considerando os casos específicos de atrasos e descompassos contidos na amostra, destacam-se alguns impactos destes sobre a segurança energética.

238. No caso do Complexo do Madeira, em que pesem os atrasos da UHE Santo Antônio não impactarem diretamente sobre os consumidores cativos, já que os CCEAR somente foram celebrados considerando o prazo previsto no termo contratual original (Contrato de Concessão 1/2008-MME-UHE Santo Antônio), havia o compromisso de o concessionário comercializar energia no mercado livre, com início de suprimento a partir de dezembro de 2011, em consonância com o cronograma estipulado no Segundo Termo Aditivo ao Contrato. A produção efetiva de energia, porém, não ocorreu em decorrência de atrasos. Assim, considerando o cronograma de entrada em operação vigente (Segundo Termo Aditivo) e as datas efetivas de entrada em operação das unidades geradoras da usina, estima-se que o atraso na oferta de energia ao sistema chegou a 854 MW médios até a energização do 1º bipolo da linha de transmissão, conforme exposto na Planilha de Cálculo do Impacto Sobre a Segurança Energética (peça 258).

239. No que se refere à UHE Jirau, tendo em vista o cronograma definido no 1º TA e as datas efetivas de entrada em operação das unidades geradoras da usina, estima-se que o atraso na oferta de energia ao sistema chegou a 1.641,2 MW médios, até o final de 2013, conforme exposto na Planilha de Cálculo do Impacto Sobre a Segurança Energética (peça 258).

240. Importante mencionar que o ONS alertou ao MME de que, em agosto de 2013, havia riscos de restrição no escoamento da energia oriunda desse complexo, já que as redes de transmissão da Região Sul e Sudeste não suportarão a energia gerada por Santo Antônio e Jirau.

241. A região de Araraquara é crucial tanto para o recebimento da energia do Complexo Madeira – principalmente, as cargas do centro consumidor de São Paulo, por meio da conexão dos dois bipolos à SE Araraquara 2 – quanto para o suprimento à Região Sul (peça 21, p 1).

242. Segundo o ONS, com base no Plano da Operação Elétrica 2014/2015 (PEL 2013), esse sistema (Araraquara) **apresentará restrições na transmissão dos 6.900 MW de geração**

disponibilizados nessas usinas, em função dos atrasos na entrada em operação das LTs de 500 kV previstas para a região (peça 21, p 1).

243. O risco de restrição advém do atraso nos cronogramas das usinas à época dos estudos realizados pelo operador, em razão dos seguintes problemas (peça 21, 1-3 e peça 119, p. 3-4):

a) atraso na obtenção da licença de instalação da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté; e

b) as LTs 500 kV Araraquara 2-Itatiba-Bateias e Araraquara 2-Fernão Dias, bem como a SE Fernão Dias 500/440 kV-1200 MVA, respectivamente, e os compensadores estáticos previstos para as SEs Santa Bárbara e Itatiba, constantes do Leilão Aneel-7/2013, com entrega somente para junho de 2017, embora estivessem planejadas para entrarem em operação em maio de 2014 e maio de 2015.

244. Assim, para se evitarem sobrecargas, a flexibilidade operativa no despacho completo do Complexo do Madeira para o SIN teria que ser restringida em até 3.800 MW, praticamente inviabilizando o fornecimento de energia para a Região Sul (peça 21, p. 2, e peça 119, p. 3).

245. Alternativamente, para evitar esse cenário, seria necessária a instalação de obras de pequeno porte na rede de distribuição da CPFL, mas, ainda assim, poderão ocorrer situações de restrição no aproveitamento da geração das usinas do Complexo do Madeira, até a entrada em operação das LTs Araraquara 2-Fernão Dias e Araraquara 2-Itatiba (peça 119, p. 40).

246. O ONS resume a situação dizendo que, após a entrada em operação do sistema de corrente contínua sem a presença do sistema receptor planejado para escoamento da potência das usinas do Complexo do Madeira, e mesmo considerando a liberação da capacidade do limite normal das linhas já existentes que partem da SE Araraquara 2, poderão ocorrer situações operativas que restringem o pleno aproveitamento da geração das referidas usinas, bem como a otimização energética do SIN poderá ficar comprometida (peça 21, p 2).

247. No tocante aos atrasos e descompassos contidos na amostra, a Tabela 6 e a Figura 3 sintetizam os impactos para o sistema em termos energéticos, uma vez que não houve oferta de energia conforme planejado, considerando o preconizado versus o executado.

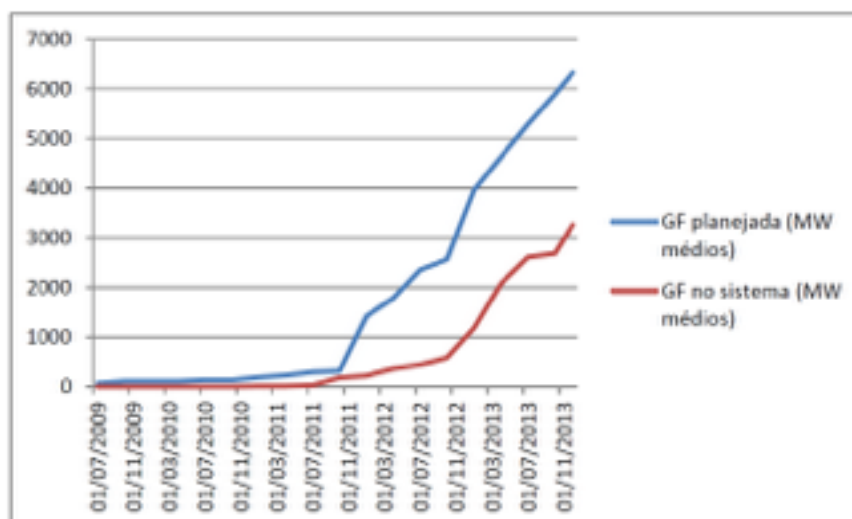
Tabela 6 - Impactos sobre a segurança energética dos casos de atrasos e descompassos contidos na amostra

Usina	Datas - GF atrasada (MW médios)						
	1/1/2011	1/7/2011	1/1/2012	1/7/2012	1/1/2013	1/7/2013	31/12/2013
UTE Pecém I	--	-	631	631	315,5	-	-
UTE Pecém II	v	-	-	-	294,7	294,7	-
UHE Santo Antônio	-	-	142,4	569,6	569,6	783,2	854,4
UTE Maranhão IV e V	-	-	-	-	466,6	-	-
UTES Biomassa	134,5	134,5	94,9	95	95	-	-
UHE Dardanelos	43	134	-	-	-	-	-
Eólicas	-	-	-	281,4	555	555	570

UTE Porto do Itaquí	-	-	332,7	332,7	332,7	-	-
UHE Jirau	-	-	-	-	149,2	1044,4	1641,2

Fonte: elaboração própria

Figura 3 - Impactos sobre a segurança energética dos casos de atrasos e descompassos contidos na amostra



Fonte: elaboração própria.

248. De acordo com a Figura 3, considerando apenas os casos apreciados na amostra, a partir de 1/11/2011, houve um descolamento acentuado entre a garantia física planejada e o que, de fato, entrava em operação no sistema. Essa diferença entre planejado versus executado ainda aumentaria até o final de 2013, quando atingiu 3.065,6 MW médios, haja vista, principalmente, os atrasos existentes na entrada em operação dos Parques Eólicos e das UGs das UHEs Santo Antônio e Jirau.

3.3. Quais os mecanismos regulatórios e de monitoramento existentes para coibir e mitigar os atrasos e descompassos nas obras de geração e transmissão?

249. A atuação dos entes responsáveis pela gestão, regulação e governança do setor elétrico brasileiro é primordial para o adequado funcionamento do sistema. Assim, faz-se necessário avaliar as atividades desses entes, mais especificamente quanto à implantação de mecanismos regulatórios e de monitoramento destinados a evitar/mitigar os atrasos e descompassos relativos aos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica.

250. Em decorrência desta questão de auditoria, foram constatados três achados de auditoria: a) carência de estudos que fundamentem os prazos estabelecidos nas outorgas; b) alterações recentes nos mecanismos regulatórios para coibir/mitigar os atrasos; e c) insuficiência de mecanismos de monitoramento. Entretanto, como as alterações nos mecanismos regulatórios de que trata o item 'b' acima são recentes, não foi possível analisar sua efetividade na redução dos atrasos.

3.3.1. Carência de estudos que fundamentem os prazos estabelecidos nas outorgas

251. Durante a auditoria, foi constatado que os prazos previstos entre a assinatura do respectivo termo contratual e a efetiva data de entrada em operação comercial estabelecidos nos

leilões de geração e transmissão não são fundamentados por estudos que analisem a adequação dos prazos adotados nos leilões anteriores. Tal situação se torna preocupante porque especialistas do setor têm destacado que a maioria dos prazos adotados nos leilões é insuficiente, em função da complexidade dos entraves enfrentados pelas concessionárias durante a construção dos empreendimentos.

252. O MME e a Aneel foram questionadas a respeito do método para estabelecer os prazos inseridos nos atos legais de outorga (peças 218 e 219). Em resposta (peça 106, p. 5), o MME informou que a Aneel é a responsável pela definição dos prazos para a entrada em operação dos empreendimentos de geração e de transmissão e acrescentou que esses prazos são definidos com base nas sinalizações dos agentes do setor quando da realização das audiências e consultas públicas, bem como nas experiências de leilões anteriores. Ou seja, é a data de necessidade da energia, indicada pelos agentes, que norteia esse processo.

253. Em relação aos leilões de geração, a Aneel afirmou (peça 179, p. 1-2) que recebe do MME a definição do critério do leilão, se é do tipo A-3 ou A-5, ou seja, se as usinas deverão estar concluídas para entrega de energia no terceiro ou quinto ano após o leilão, respectivamente. A agência destacou que somente realiza os leilões conforme as diretrizes do MME, de modo que a definição dos prazos não é de sua competência.

254. No tocante aos leilões de transmissão, a agência informou que recebe do MME os planos de consolidação das obras com as datas de necessidade dos empreendimentos e, a partir disso, estabelece os prazos para entrada em operação e realiza os procedimentos licitatórios.

255. A Aneel também informou que não possui estudos relativos à definição de prazos de implantação desses empreendimentos e ressaltou que esses estudos são próprios de atividades de planejamento setorial, de modo que não faz parte das suas competências. Entretanto, a agência destacou, ao final de sua resposta, que está elaborando nota técnica para analisar o histórico de implantação das obras licitadas, de forma a definir os prazos médios de implantação a serem estabelecidos nos futuros editais, em função das características dos empreendimentos (peça 179, p. 2).

256. Do confronto dessas respostas do MME e Aneel, é possível observar algumas divergências em relação a quem compete a definição dos prazos estabelecidos nas outorgas. Todavia, entende-se que esses dois agentes participam do estabelecimento dos referidos prazos, pois o MME define a data final (data de necessidade), enquanto a Aneel define a data inicial do prazo, quando da realização do leilão.

257. Independentemente da opinião divergente entre esses dois agentes, o fato é que, até o momento, não há estudos que fundamentem os prazos estipulados nos atos de outorga para a implantação desses empreendimentos. É a data de necessidade da energia, indicada pelos agentes, que baliza a definição dos leilões. Vale frisar que a ausência de tais estudos pode ter como consequência a adoção de prazos insuficientes para a execução das obras e contribuir para o quadro atual de atrasos sistêmicos desses empreendimentos.

258. A seguir, apresentam-se alguns indícios de que esses prazos estão insuficientes.

259. Analisando os leilões de energia nova, observa-se que os leilões do tipo A-5, que estabelecem a entrada em operação para o quinto ano a partir do ano do leilão, têm tido o seu prazo reduzido. Na prática, muitos deles acabam se tornando leilões do 'tipo A-4', pois os certames geralmente têm sido realizados nos últimos meses do ano e as datas estabelecidas para o início do

suprimento têm sido geralmente no início do quinto ano. Dessa forma, é comum encontrar leilões com um prazo de 4,1 ou 4,2 anos, em vez de cinco anos. O mesmo também acontece com leilões do tipo A-3, que acabam tendo um prazo de 2,1 ou 2,2 anos.

260. Nos leilões de 2013, por exemplo, os prazos foram: quatro anos e cinco meses nos dois leilões do tipo A-5; dois anos e dois meses no leilão do tipo A-3; e dois anos e um mês no leilão de energia de reserva.

261. Além de dificultar o cumprimento do cronograma de entrada em operação dos empreendimentos de geração, nota-se que a adoção desses prazos também tem ocasionado problemas para a entrada tempestiva das instalações de transmissão necessárias para o escoamento da energia gerada, que geralmente só podem ser licitadas após a realização dos leilões de geração de energia. Dessa forma, o prazo para a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão acaba tendo que ser reduzido também para se buscar a sincronia com determinado empreendimento de geração, o que tem contribuído para a ocorrência de atrasos e de alguns casos de descompasso.

262. Mesmo com a existência de mecanismos de punição severos para coibir os atrasos das concessionárias, incluindo multas e obrigação de honrar os suprimentos previstos em CCEARs, no caso de atrasos na geração, ainda existe um quadro de atraso sistêmico para a entrada em operação tanto dos empreendimentos de geração quanto dos de transmissão (atraso médio entre oito e onze meses para UHE, eólicas e UTE, e atraso médio de quatorze meses para LT). Logo, percebe-se que, em muitos casos, essa redução dos prazos dos leilões A-5 e A-3 tem se mostrado incompatível diante da complexidade dos entraves ambientais, fundiários, indígenas e de patrimônio histórico, além da demora na aprovação dos projetos nos órgãos competentes por essas questões socioambientais.

263. Nesse contexto, merece destaque artigo apresentado no XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (peça 172, p. 3-4), acerca de 412 obras de transmissão integrantes do SIN, concluídas entre os anos de 2008 a 2013. Esse artigo destacou que o tempo médio para a implantação efetiva desses empreendimentos aumentou 12,2% no período analisado, tendo sido fortemente influenciado pelo aumento do tempo médio despendido com o licenciamento ambiental, principalmente a partir do ano de 2010.

264. Durante o período estudado, o tempo médio de licenciamento foi de 716 dias (cerca de 24 meses), enquanto o tempo médio de duração total da obra foi de 946 dias (cerca de 32 meses). O estudo também apresentou o cálculo em percentis, que demonstrou que 75% das obras analisadas tiveram tempo de licenciamento de até 833 dias (cerca de 28 meses), enquanto o mesmo percentual de obras apresentou tempo total de duração de 1.170 dias (cerca de 39 meses).

265. Esse estudo também demonstrou que a etapa de licenciamento ambiental consome grande parte do tempo de duração total para a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão, correspondendo a aproximadamente 76%, ao se comparar os 716 dias do tempo de licenciamento com os 946 dias do tempo de implantação total da obra.

266. O tema ambiental é muito sensível, pois tem contribuído fortemente para o atraso. Destaca-se que, em dezembro de 2011, foi publicada a Lei Complementar Federal 140/2011, que fixa normas para a cooperação entre União, estados, municípios e Distrito Federal no que tange ao licenciamento e à fiscalização das atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos naturais, delimitando a atuação de cada um dos entes. Entretanto, até hoje não há

regulamentação dessa lei. **Em virtude disso, entende-se pertinente recomendar à Casa Civil da Presidência da República que coordene, em articulação com outros órgãos competentes, a elaboração de ato normativo, a ser encaminhado à Presidência da República, com o objetivo de regulamentar a Lei Complementar Federal 140/2011, que fixa normas para a cooperação entre União, estados, municípios e Distrito Federal no que tange ao licenciamento e à fiscalização das atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos naturais, delimitando a atuação de cada um dos entes, com vistas a agilizar a emissão de licenças ambientais no setor elétrico.**

267. No que diz respeito aos prazos estipulados nos leilões, observou-se que são definidos com base na data de necessidade da energia, indicada pelos próprios agentes. Porém, esses prazos têm se mostrado insuficientes para a implantação dos empreendimentos de geração e transmissão.

268. Assim, entende-se necessário **determinar à Aneel e ao MME que, em ação conjunta e em articulação com outros agentes do setor elétrico, no prazo de noventa dias, elaborem e encaminhem, a este Tribunal, estudos baseados em leilões anteriores, em que sejam considerados os prazos que as concessionárias realmente têm utilizado para a implantação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, bem como as causas dos eventuais atrasos, o que possibilitará uma retroalimentação na etapa do planejamento de futuros leilões, com o objetivo de adotar prazos mais compatíveis com a realidade da execução das obras de cada tipo de empreendimento.**

3.3.2. Alterações recentes nos mecanismos regulatórios para coibir/mitigar os atrasos

269. Na resposta da Aneel ao Ofício de Requisição 1/2013 (peças 13 e 203), foram informadas as resoluções normativas (REN) que tratam dos mecanismos regulatórios para coibir/mitigar os atrasos e descompassos na entrada em operação dos empreendimentos de geração e de transmissão.

270. Os detalhes acerca dos mecanismos regulatórios referentes a atrasos de geração, descompassos envolvendo a geração, atrasos na transmissão e, por último, descompassos envolvendo a transmissão constam das Resoluções Normativas 63/2004, 165/2005, 270/2007, 437/2011, 454/2011 e 595/2013 (peças 205 a 207, 209 a 210 e 212).

271. Observa-se que a Resolução Normativa (REN) 165/2005 (peça 206) buscava inibir os atrasos nas obras de geração por meio de sanções mais rígidas, sem tipificar situações excludentes. A empresa geradora era obrigada a comprar energia no mercado para honrar seus compromissos, porém não podia repassar o valor integral dessa compra, sendo que, em alguns casos, o corte no repasse do valor da energia alcançava 50%. Além disso, poderia sofrer outras penalidades contratuais aplicadas pela Aneel em decorrência do atraso. Essa resolução se tornou uma das normas mais questionadas pelos agentes de geração, por meio de recursos administrativos e judiciais.

272. A REN 165/2005 foi revogada pela REN 595/2013 (peça 212), que resultou de debate na Audiência Pública 41/2010 e é mais branda. Essa resolução separa as situações em que o atraso se deu por culpa do gerador daquelas em que o atraso se deu por ato público, caso fortuito ou força maior. Nos atrasos em que não há culpa do agente gerador, a resolução evita que ele tenha que assumir prejuízos com a recomposição do lastro. Já naqueles que ocorrem por culpa do agente gerador, a resolução reduziu as penalidades. Apesar de o agente gerador continuar tendo prejuízos nas situações em que tiver de comprar energia mais cara do que o seu preço de venda, contido no contrato com a distribuidora, a nova resolução traz uma tolerância de três meses de atraso antes

de se aplicar um percentual de desconto a esse preço de venda, além de haver uma redução desse percentual de desconto em relação ao disposto na REN 165/2005.

273. Algumas justificativas para a adoção de normativo mais brando são apresentadas por diversos agentes do setor, a exemplo das relatadas no artigo da empresa de consultoria Excelência Energética (peça 204, p. 3). Segundo essa empresa de consultoria, na prática, a recomposição de lastro pelo agente gerador era realizada com preço muito maior do que o de repasse do custo à distribuidora, o que se transformava em uma penalidade muito severa ao empreendedor, podendo, no limite, inviabilizar o empreendimento. Também, a REN 165/2005 não fixava critérios objetivos para apurar se o atraso era decorrente de adversidade ou de conduta leniente do empreendedor, pois, mesmo naqueles casos em que havia a caracterização objetiva de esforço do agente para iniciar a operação na data definida em outorga, a norma era aplicada com o mesmo grau de severidade.

274. Dessa forma, o entendimento defendido pela Diretoria Colegiada da Aneel é de que a norma não poderia ter um caráter essencialmente sancionatório. O objetivo seria evitar que eventuais sanções prejudicassem ainda mais o andamento das obras atrasadas, sem, entretanto, deixar de proteger o comprador de energia e o consumidor final em relação aos atrasos dos empreendimentos de geração.

275. A nova resolução busca penalizar apenas as geradoras que de fato tiveram culpa no atraso, adotando-se uma estratégia de separar as empresas que se comprometeram na execução dos seus projetos daquelas que não se comprometeram. O normativo visa também evitar a adoção de penalidades muito extremas que agravem substancialmente a situação financeira das empresas, principalmente nos meses em que elas mais precisam de recursos financeiros para concluir a obra. Cabe ressaltar que, no caso de atraso por culpa do agente gerador, as penalidades continuam com impacto relevante, visto que, em regra, o agente gerador acaba tendo que comprar energia em valor superior ao estabelecido no contrato de venda com a distribuidora.

276. Por outro lado, observa-se que a exclusão da responsabilidade das geradoras por atrasos decorrentes de atos do poder público, caso fortuito e força maior deve estar vinculada a um maior esforço dos órgãos gestores do sistema elétrico para evitar/mitigar tais atrasos. Isso porque, quando ocorrer atraso excessivo por culpa do poder público (a exemplo de atraso da Aneel na emissão de outorga ou de atraso do Ibama na análise ambiental do projeto), os custos maiores oriundos da exposição das distribuidoras no mercado de curto prazo não serão mais repassados ao agente gerador, e sim às tarifas dos consumidores.

277. Por conseguinte, com o advento da REN 595/2013, torna-se ainda mais importante a realização de estudos que fundamentem os prazos estabelecidos nas outorgas para implantação desses empreendimentos, com vistas a garantir o estabelecimento de prazos compatíveis com a complexidade de sua construção. Também aumenta a importância de se buscar maior efetividade dos órgãos socioambientais, com o intuito de reduzir o tempo necessário para solucionar entraves dessa natureza.

278. Em relação aos descompasso envolvendo empreendimentos de geração, cabe mencionar a REN 583/2013 (peça 211). De acordo com o art. 7º, § 3º, e o art. 21 desse normativo, a Aneel poderá declarar a unidade geradora apta à operação comercial diante dos casos em que a unidade geradora fica disponível para a entrada em operação, porém, não pode iniciar a operação por atraso ou restrição no sistema de transmissão ou distribuição. Nessas circunstâncias, caso esteja previsto no contrato de concessão, a concessionária geradora passa a fazer jus ao

pagamento da venda de energia da unidade geradora apta à operação comercial. Esse valor é pago pela CCEE e posteriormente rateado entre os consumidores finais.

279. Como se pode perceber, tal normativo protege as empresas geradoras diante de situações em que ela faz a sua parte e cumpre o cronograma, porém não pode entrar em operação comercial por culpa de outra empresa que atrasou as suas obras ou por eventual descompasso ocasionado pelo poder público já na época do leilão. Tal proteção é importante para diminuir o risco das empresas diante desses tipos de fatores externos e para incentivar que a empresa execute a sua parte dentro do prazo estabelecido na outorga. Ressalta-se que tal medida pode resultar inclusive na diminuição nos preços que as empresas participantes lançam nos leilões.

280. Entretanto, para mitigar os impactos financeiros aos consumidores finais nesses casos, torna-se essencial um enfoque maior no planejamento e monitoramento das obras de geração e de transmissão, com vistas a evitar possíveis descompassos.

281. No tocante aos mecanismos regulatórios para coibir/mitigar os atrasos de empreendimentos de transmissão, a Aneel adota as Resoluções Normativas (REN) 63/2004 e 270/2007 (peças 205 e 207), bem como cláusulas restritivas nos editais dos leilões e nas resoluções autorizativas para a emissão de outorga.

*282. As sanções por atraso na transmissão são previstas nos arts. 6º e 11, da REN 270/2007, e 6º, XII, da REN 63/2004. Tais sanções geram incentivos ao cumprimento dos prazos pela concessionária por terem relevante impacto financeiro. **Entretanto, diante do quadro de atrasos sistêmicos apresentados neste relatório, observa-se que essas sanções, por si só, não têm sido suficientes para coibir os atrasos na entrada em operação dos empreendimentos de transmissão.***

283. No caso da transmissão, a partir do Leilão 7/2012, cuja sessão pública foi realizada em 19/12/2012, a Aneel passou a adotar a denominada 'cláusula de barreira', que visa limitar a participação de empresas com histórico recente de atraso na execução desses empreendimentos.

284. Em síntese, de acordo com as cláusulas 1.15.1 e 10.9.5 do edital do referido leilão (peça 173, p. 7 e 36), fica vedada a participação de empresas com histórico de atrasos, tanto individualmente quanto integrando consórcio no qual detenha cota superior a 49%.

285. Entende-se que a adoção de tal mecanismo é um avanço. Todavia, essas cláusulas não evitam a participação dessas empresas com histórico negativo, apenas limitam a sua participação, uma vez que elas podem continuar participando dos próximos leilões na forma de consórcio, com cota de até 49%, mesmo que apresente recente histórico de atrasos graves injustificáveis.

286. Por último, a situação de descompasso envolvendo empreendimentos de transmissão a serem interligados ao SIN é tratada na REN 454/2011 (peça 210). De acordo com essa resolução, a concessionária faz jus ao início do recebimento de RAP, pela implantação de um empreendimento, a partir da data de solicitação do Termo de Liberação Provisório (TLP) ou do Termo de Liberação Definitivo (TLD) ao ONS, desde que não anterior à data estabelecida no contrato de concessão ou autorização da Aneel e observado pela transmissora a inexistência de pendências impeditivas próprias.

287. Do mesmo modo que foi comentado para o caso do descompasso envolvendo empreendimento de geração, esse normativo protege as empresas transmissoras diante de situações em que ela cumpre o seu cronograma, porém não pode entrar em operação comercial por culpa de outra empresa que atrasou as suas obras ou por eventual descompasso ocasionado já na época do leilão. Isso é importante para diminuir o risco das empresas diante desses tipos de fatores externos

e para incentivar que a empresa execute a sua parte dentro do prazo estabelecido na outorga. Ressalta-se que tal medida pode resultar inclusive na diminuição nos preços que as empresas participantes lançam nos leilões.

288. Entretanto, como o pagamento no caso de descompasso acaba sendo repassado indiretamente para o consumidor, torna-se essencial um enfoque maior no planejamento e monitoramento das obras de geração e de transmissão, com vistas a evitar possíveis descompassos.

289. Diante do analisado, verifica-se que a Aneel possui normativos que estabelecem sanções para as situações de atrasos na entrada em operação de empreendimentos de geração e de transmissão que podem gerar relevante impacto financeiro à concessionária que der causa ao atraso. No entanto, somente essas sanções não têm sido suficientes para coibir/mitigar tais atrasos.

290. Em virtude disso, a Aneel, por meio da REN 595/2013 e das recentes 'cláusulas de barreira', inseridas nos editais dos leilões de transmissão, tem adotado uma estratégia de separar as empresas comprometidas no cumprimento dos prazos daquelas que não possuem tal comprometimento, com vistas a aplicar penalidades mais severas a estas e a evitar a aplicação de penalidades àquelas.

291. Contudo, a adoção desses mecanismos regulatórios é recente e, em virtude disso, ainda não há como avaliar a sua efetividade.

3.3.3. Insuficiência de mecanismos de monitoramento

292. Os bancos de dados utilizados pelo MME e Aneel, no monitoramento da implantação dos empreendimentos, não permitem estabelecer vínculos entre os empreendimentos que são interdependentes, o que dificulta a identificação de potenciais casos de descompasso.

293. Durante a reunião realizada em 21/11/2013 com a Secretaria de Energia Elétrica do MME (SEE/MME), foi informado à equipe de auditoria que os bancos de dados utilizados pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE/SEE/MME) não permitiam a associação dos empreendimentos de geração com os de transmissão, de modo que a avaliação de interdependência entre esses empreendimentos dependia de levantamento específico de cada caso. Foi esclarecido que o levantamento desse tipo de informação acerca de um determinado empreendimento seria rápido. Porém, levantar essas informações acerca de todos os empreendimentos leiloados desde 2005, conforme solicitado no Ofício de Requisição 5/2013 (peça 216, p. 2), demandaria muito tempo.

294. Analisando os dados enviados pelo MME (peças 158 a 161), observa-se que, em decorrência dessa dificuldade com o banco de dados, tal levantamento somente pode ser apresentado parcialmente.

295. Da mesma forma, em resposta ao Ofício de Requisição do TCU 3/2013 (peça 120), a Aneel informou (peça 215, p. 3-4) que o banco de dados da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG/Aneel) não contém nenhum vínculo com o banco de dados do Sistema de Gestão da Transmissão (Siget), da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE/Aneel), de modo que não é possível verificar, via banco de dados, quais empreendimentos de transmissão têm que estar concluídos para permitir a entrada em operação de determinado empreendimento de geração.

296. Entende-se que a utilização de banco de dados que permita a vinculação dos empreendimentos interdependentes é importante para melhorar o acompanhamento do cronograma

desses empreendimentos, pois facilita a identificação, de maneira tempestiva, de potenciais casos de descompassos. Isso possibilita a adoção de medidas corretivas em tempo hábil para evitar/mitigar eventuais casos de descompassos.

297. Conforme os arts. 1º, parágrafo único, 15, 18, 19 e 21 do Decreto 7.798/2012, compete ao MME coordenar a gestão do setor elétrico e adotar as ações necessárias para:

a) zelar pelo **equilíbrio conjuntural e estrutural** entre a oferta e demanda de energia elétrica no País;

b) estabelecer a programação anual dos empreendimentos a serem outorgados;

c) articular os agentes setoriais e os órgãos de meio ambiente e de recursos hídricos, para viabilizar a expansão e o funcionamento dos sistemas elétricos;

d) articular, com os agentes de regulação e operação, a implementação de diretrizes e **ações preventivas e corretivas**, para garantir a confiabilidade do sistema elétrico; e

e) participar na formulação de política tarifária e no acompanhamento da sua implementação, tendo como referências a **modicidade tarifária** e o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes setoriais.

298. Diante do exposto, constata-se que as ações **adotadas pelo MME, em relação à expansão da oferta de energia elétrica, não têm se mostrado eficientes para evitar os atrasos e descompassos mencionados neste relatório**. Isso tem afastado esse órgão do cumprimento de parte de sua missão institucional, estabelecida no Decreto 7.798/2012, principalmente ao se levar em conta o princípio da eficiência, elencado no art. 37 da Constituição Federal, ao qual toda a Administração Pública deve se submeter. Assim, entende-se pertinente que o **TCU dê ciência à Casa Civil, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, da situação de atrasos e descompassos do setor elétrico, em face da ineficiência da gestão do setor, bem como do custo que poderia ser evitado**.

299. Faz-se necessário, ainda, recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica que interconecte seus bancos de dados de geração e transmissão – uma vez que o banco de dados da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração não se vincula ao banco de dados do Sistema de Gestão da Transmissão – de modo que se torne possível verificar quais empreendimentos de transmissão têm que estar concluídos para permitir a entrada em operação de determinado empreendimento de geração.

4. ANÁLISE DOS COMENTÁRIOS DOS GESTORES

300. Nos termos do item 145 das Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT), aprovadas pela Portaria-TCU 280/2010, a versão preliminar deste relatório (peça 242) foi remetida ao MME, à Aneel, à EPE e à Eletrobras (peças 245 a 248), com a finalidade de obter os comentários dos respectivos gestores acerca do teor das constatações efetuadas no presente trabalho e seus respectivos desdobramentos.

301. A referida coleta de comentários teve como objetivo conceder aos gestores envolvidos oportunidade para apresentarem informações adicionais que eventualmente pudessem existir; bem como eventuais argumentos cuja finalidade fosse a de reformar a análise empreendida na presente fiscalização, em relação às constatações efetuadas.

302. Apenas a Aneel enviou manifestação, por meio da qual a agência somente informou não ter observações a serem feitas quanto ao conteúdo da peça e solicitou a troca da expressão 'termo de notificação' por 'auto de infração' (peça 253).

303. Assim, como não houve contestação dos números apresentados, tampouco dos achados constantes das três questões de auditoria apresentadas no relatório preliminar, os comentários encaminhados não ensejaram nenhuma adequação na versão final do presente relatório.

5. CONCLUSÃO

304. Esta auditoria operacional constatou que os leilões ocorridos desde o ano de 2005 não cumprem os prazos estabelecidos. O retardo é sistêmico tanto na geração como na transmissão de energia. Na geração, 79% dos empreendimentos ou UGs de UHE, 75% de UTE, 88% de eólicas e 62% de PCH apresentaram atrasos. Já no transporte de energia, 83% das linhas de transmissão (LT) e 63% das subestações (SE) apresentaram atrasos.

305. Os atrasos são expressivos. Identificou-se atraso médio nos empreendimentos de geração de onze meses para a entrada em operação de Usinas Termelétricas (UTE), de dez meses para Usinas Eólicas, de oito meses para Usinas Hidrelétricas (UHE) e de quatro meses para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Para os empreendimentos de transmissão, detectou-se atraso médio de quatorze meses para a entrada em operação de linhas de transmissão (LT) e de três meses para subestações elétricas (SE).

306. Em relação ao impacto financeiro dos atrasos e descompassos para o sistema, o presente trabalho permitiu quantificar que R\$ 8,3 bilhões foram gastos nos casos analisados. Tais valores, que poderiam ter sido evitados, oneram ainda mais o sistema que, desde 2013, vem sendo socorrido pelo Tesouro Nacional.

307. No que concerne aos impactos desses atrasos sobre a segurança energética, em setembro de 2013, o MME apresentou relatório ao CMSE, o qual mostrava que o atraso da entrada em operação dos 22 leilões de geração, realizados a partir de 2005, representavam 7.399,59 MW de potência e 3.439,18 MW médios. A geração total do Brasil, em setembro de 2013, foi de 60.573 MW médio. Isto é, a energia que deixou de entrar no sistema, em virtude dos atrasos e descompassos, representa 5,7% do consumo.

308. A UHE Dardanelos, com capacidade instalada de 261 MW, ficou metade do ano de 2011 sem gerar por falta de transmissão. Há 48 usinas eólicas (RN e BA), 1.262 MW, aptas a entrarem em operação desde julho de 2012. Algumas das seis usinas de biomassa em GO, MS e MT, com capacidade 568 MW, em razão do atraso da Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Compartilhada (ICG), ficaram paradas por mais de dois anos.

309. O parque energético de Manaus, embora pague por 5,5 milhões m³ de gás natural desde dezembro de 2010, só consome 2,7 milhões m³. Além disso, apesar de o referido parque possuir, à sua disposição, a Linha de Transmissão Tucuruí-Manaus, já construída e apta a abastecer parte de Manaus com fonte hídrica, continua usando óleo diesel e óleo combustível por duas razões: a) não converteu as térmicas em tempo para gás natural, optou-se por construir a UTE Mauá 3 somente após a chegada do gás; e b) não foram feitas obras complementares para recepcionar a energia hídrica advinda da linha de transmissão Tucuruí-Manaus. Assim, por uma linha que tinha capacidade para transportar 2.500 MW, no ano de 2013, somente escoaram 35 MW.

310. *O trecho da linha de transmissão que atenderá a Macapá está pronto, porém sem operar. Como no caso de Manaus, as obras complementares necessárias para recepcionar a energia de fonte hídrica e limpa que poderia vir da UHE Tucuruí, também não foram concluídas.*

311. *As térmicas a gás e carvão tiveram sua entrada em operação postergada face à demora em emitir suas outorgas, como UTE Itaquí, Pecém I e II, Maranhão IV e V, o que obrigou as distribuidoras a recorrer ao mercado de curto prazo para suprir os contratos adiados.*

312. *Houve descompasso entre as obras da Linha de Transmissão do 1º bipolo do Complexo do Madeira e a entrada em operação das unidades geradoras das usinas, o que ocasionou restrição de escoamento das máquinas das usinas, entre outros motivos, em face da ausência do equipamento denominado Generation Station Coordinator (GSC).*

313. *As UHEs Santo Antônio e Jirau estão com atraso no cronograma superior a um ano para algumas unidades geradoras, o que é especialmente desastroso para o sistema nessa época chuvosa da região Norte. Em dezembro de 2013, deixaram de entrar em operação 854,4 MW médio de Santo Antônio e 1.641,2 MW médio de Jirau.*

314. *A interligação do sistema Acre-Rondônia se deu parcialmente, de forma que térmicas permaneceram ligadas, em especial a UTE Termonorte II, encarecendo ainda mais o sistema por meio da cobrança do Encargo de Serviço do Sistema, por restrição de operação.*

315. *Identificou-se que há falhas nos mecanismos de monitoramento existentes, especialmente no que concerne à carência de estudos que fundamentem os prazos estabelecidos nas outorgas e insuficiência de mecanismos de monitoramento.*

316. *A falta de sincronia temporal entre as datas dos empreendimentos de geração e transmissão gera ineficiência econômica e energética para o sistema elétrico brasileiro e fere o art. 37 da CF/88, pois, em certos casos, há infraestrutura pronta para a geração de energia, devidamente paga pelo sistema, mas não há benefícios, por falta de transmissão.*

6. VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE EXTERNO

317. *O Volume de Recursos Fiscalizados (VRF) alcançou o montante de R\$ 8,3 bilhões, decorrente dos impactos financeiros ocasionados pelos atrasos constatados nos casos específicos analisados no presente trabalho.*

318. *Entre os benefícios de controle estimados desta fiscalização, pode-se mencionar o incremento da economia, eficiência, eficácia e efetividade do SEB, mediante a expedição de determinações e recomendações.*

319. *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.*

7. PROPOSTAS DE ENCAMINHAMENTO

320. *Ante todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, com as propostas de encaminhamento abaixo relacionadas:*

a) determinar, com fulcro no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU (RITCU):

a.1) ao Ministério de Minas e Energia que, no prazo de sessenta dias, elabore e encaminhe, a este Tribunal, plano de ação contendo o conjunto de atividades, com seus respectivos prazos e responsáveis, necessárias para evitar que em 2015 haja **restrição no escoamento da energia oriunda do Complexo do Madeira para as cargas das regiões Sudeste e Sul**, já que as redes de transmissão não suportarão a energia gerada, em face do atraso nas linhas de transmissão e subestações LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté, LTs 500 kV Araraquara 2-Itatiba-Bateias e Araraquara 2-Fernão Dias, bem como na SE Fernão Dias 500/440 kV-1200 MVA e nos compensadores estáticos previstos para as SEs Santa Bárbara e Itatiba, constantes do Leilão Aneel-7/2013, com entrega somente para 2017, embora estivessem planejadas para entrarem em operação em 2014/2015, como registrado no Plano da Operação Elétrica 2014/2015, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema;

a.2) à Agência Nacional de Energia Elétrica que, no prazo de sessenta dias, adote e encaminhe, a este Tribunal, a decisão de Diretoria em relação:

a.2.1) ao atraso das usinas do Madeira, tendo em vista que, em dezembro de 2013, deixaram de entrar em operação 854,4 MW médio de Santo Antônio e 1.641,2 MW médio de Jirau, obrigando as distribuidoras a recorrerem ao mercado de curto prazo; e

a.2.2) ao pleito da usina Santo Antônio, referente ao Processo Aneel 48500.001273/2008, em que a concessionária requer: a) a compensação de R\$ 68 milhões pagos a título de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão; e b) a postergação dos contratos regulados até a entrada em operação comercial do sistema de transmissão definitivo, com efeitos retroativos desde 15 de dezembro de 2012.

a.3) à Agência Nacional de Energia Elétrica e ao Ministério de Minas e Energia que, em ação conjunta e em articulação com outros agentes do setor elétrico, no prazo de noventa dias, elaborem e encaminhem, a este Tribunal, estudos baseados em leilões anteriores, em que sejam considerados os prazos que as concessionárias realmente têm utilizado para a implantação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, bem como as causas dos eventuais atrasos, o que possibilitará uma retroalimentação na etapa do planejamento de futuros leilões, com o objetivo de adotar prazos mais compatíveis com a realidade da execução das obras de cada tipo de empreendimento.

b) recomendar, nos termos do art. 250, inciso III, do RITCU:

b.1) à Casa Civil da Presidência da República que coordene, em articulação com outros órgãos competentes, a elaboração de ato normativo, a ser encaminhado à Presidência da República, com o objetivo de regulamentar a Lei Complementar Federal 140/2011, que fixa normas para a cooperação entre União, estados, municípios e Distrito Federal no que tange ao licenciamento e à fiscalização das atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos naturais, delimitando a atuação de cada um dos entes, com vistas a agilizar a emissão de licenças ambientais no setor elétrico; e

b.2) à Agência Nacional de Energia Elétrica que interconecte seus bancos de dados de geração e transmissão – uma vez que o banco de dados da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração não se vincula ao banco de dados do Sistema de Gestão da Transmissão – de modo que se torne possível verificar quais empreendimentos de transmissão têm que estar concluídos para permitir a entrada em operação de determinado empreendimento de geração.

c) dar ciência à Casa Civil da Presidência da República, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, que, considerando os empreendimentos leiloados e/ou autorizados no período entre 2005 a 2012, foram constatados:

c.1) atrasos sistêmicos significativos na entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. Na geração, ocorreram atrasos em 79% dos empreendimentos de hidrelétricas (atraso médio de oito meses), em 75% de térmicas (atraso médio de onze meses), em 88% de eólicas (atraso médio de dez meses) e em 62% de pequenas centrais hidrelétricas (atraso médio de quatro meses). Na transmissão, ocorreram atrasos em 83% das linhas de transmissão (atraso médio de quatorze meses) e em 63% das subestações (atraso médio de três meses).

c.2) caso relevantes de atrasos e descompasso entre as datas de entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, a seguir relatados, o que causou impacto sobre a segurança no suprimento de energia – em setembro de 2013, **3.439,18 MW médios** deixaram de entrar no SIN – e **gerou custos desnecessários ao sistema elétrico brasileiro da ordem de R\$ 8,3 bilhões**, ferindo, assim, o art. 37 da Constituição Federal de 1988, na medida em que ocasiona ineficiência econômica e energética para o sistema elétrico brasileiro:

c.2.1) **Uso de óleo quando há gás e hídrica disponível:** o parque energético de Manaus, por não ter convertido as usinas para usar o gás, paga por 5,5 milhões m³ de gás natural, contudo, só consome 2,7 milhões m³. Dispõe de infraestrutura para transportar energia de fonte hídrica, mas como é subutilizada, continua usando óleo diesel e óleo combustível, mais caro e poluente (Custo R\$ 3,2 bilhões – Janeiro 2011 a Dezembro 2013);

c.2.2) **Linha de Transmissão Tucuruí-Manaus-Macapá:** é subutilizada no abastecimento de Manaus, tem capacidade de transportar 2.500 MW, mas só transporta 35 MW. Em Macapá, embora concluída, sequer é utilizada. Essa situação é devida a ausência de obras complementares como para recepcionar a energia que passaria pela LT vinda da hidrelétrica de Tucuruí (Custo R\$ 179 milhões – Junho a Dezembro de 2013);

c.2.3) **Demora na emissão de outorga:** as térmicas a gás e carvão tiveram sua entrada em operação postergada face à demora em emitir suas outorgas, como UTE Itaqui, Pecém I e II, Maranhão IV e V, o que obrigou as distribuidoras a recorrer ao mercado de curto prazo para suprir os contratos adiados (Custo R\$ 735 milhões – Janeiro 2012 a Setembro 2013);

c.2.4) **Geração sem transmissão:** 48 usinas eólicas (RN e BA), com 1.262 MW, estão aptas a entrarem em operação desde julho de 2012 (Custo R\$ 929 milhões – julho 2012 a dezembro 2013); seis usinas de biomassa em GO, MS e MT, com capacidade 568 MW, somente puderam iniciar a operação decorridos dois anos da conclusão das instalações (Custo R\$ 247,8 milhões – Agosto 2009 a fevereiro 2013); a UHE Dardanelos, com capacidade instalada de 261 MW, embora sem custos repassados ao consumidor, ficou seis meses sem poder gerar energia.

c.2.5) **Interligação incompleta do sistema Acre-Rondônia:** pelo fato dessa interligação ter sido parcial as térmicas permaneceram ligadas, em especial a UTE Termonorte II, encarecendo ainda mais o sistema por meio da cobrança do Encargo de Serviço do Sistema por restrição de operação (Custo R\$ 2,6 bilhões – Novembro 2009 a Dezembro 2013); e

c.2.6) **Complexo do Madeira:** o descompasso entre as obras da Linha de Transmissão do 1º bipolo e a entrada em operação das unidades geradoras das usinas Santo Antonio e Jirau (Custo R\$ 320,8 milhões – Abril a Dezembro de 2013).

d) *Autorizar o monitoramento das determinações contidas na presente deliberação;*

e) *encaminhar cópia do acórdão que vier a ser proferido, acompanhado do relatório e do voto que o fundamentarem, bem como da cópia do presente relatório, às Comissões de Serviços de Infraestrutura (CI), de Assuntos Econômicos (CAE) e de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle (CMA) do Senado Federal, às Comissões de Minas e Energia (CME) e de Defesa do Consumidor (CDC) da Câmara dos Deputados, à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal (Consumidor e Ordem Econômica), à Casa Civil da Presidência da República, ao Ministério de Minas e Energia (MME), à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e*

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

É o relatório.

VOTO

Trago à apreciação do Plenário auditoria operacional realizada com o objetivo de avaliar o cumprimento e a sincronia do cronograma para a entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia outorgados pelo poder público entre 2005 e 2012, os impactos de eventuais atrasos e descompassos dessas obras sobre o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e os mecanismos existentes para coibir tais ocorrências.

2. O relatório de auditoria elaborado pela Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações (SefidEnergia) e reproduzido na íntegra no relatório precedente apresenta dados preocupantes.

3. Ainda que não tenha sido possível mapear todos os empreendimentos de geração leiloados ou autorizados no período proposto, em virtude de limitações nos bancos de dados do Ministério de Minas e Energia e da Aneel, constatou-se no universo fiscalizado um significativo e sistêmico atraso na entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia.

4. Levantamento realizado pela unidade técnica em cada tipo de unidade geradora demonstrou que 79% das usinas hidrelétricas não cumpriram o cronograma inicial de entrada em operação, sendo o atraso médio de tais empreendimentos de 8 meses. Mais dramático é caso das usinas eólicas, cujo percentual de empreendimentos atrasados atinge o patamar de 88%, com atraso médio de 10 meses. Nas usinas térmicas, esse percentual chega a 75%, com atraso médio de 11 meses, e nas pequenas centrais hidrelétricas o percentual é de 62% e o tempo médio de atraso de 4 meses.

5. Identificou-se como principais causas desses atrasos as questões ambientais, a carência de estudos que fundamentassem os prazos estabelecidos nas outorgas e a insuficiência de mecanismos de monitoramento por parte do Ministério de Minas e Energia.

6. Tais atrasos elevam o risco de déficit energético no país, por reduzirem a oferta de energia, diminuírem a flexibilidade do sistema do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e sobrecarregarem as linhas de transmissão.

7. Além disso, aumentam o custo da energia posteriormente repassado ao consumidor final, pelo necessário acionamento das usinas térmicas, fontes reconhecidamente mais caras de energia, com vistas a garantir o suprimento de energia no país.
8. Nos empreendimentos de linha de transmissão os atrasos também se repetem. Nas linhas de transmissão, chegam a 83% dos empreendimentos, com tempo médio de 14 meses, e nas subestações, 63%, com média de atraso de 3 meses.
9. Referidos atrasos reduzem a capacidade de transporte de energia elétrica e fragilizam o sistema, ao sobrecarregar linhas de transmissão existentes e impossibilitar a conexão entre os subsistemas, medida indispensável à solução de eventuais problemas hidrológicos desfavoráveis em regiões específicas do país.
10. As consequências para o sistema elétrico brasileiro são perversas, não somente em relação aos aspectos financeiros sobre o sistema de custos como em relação à própria segurança energética, que pode ser comprometida com a não disponibilização da energia planejada.
11. A auditoria apontou modalidades de custos que poderiam ter sido evitados caso os empreendimentos tivessem cumprido seus cronogramas, identificando um prejuízo da ordem de R\$ 8,3 bilhões somente entre os anos de 2009 e 2013. O sistema elétrico brasileiro vem sendo, desde 2013, socorrido pelo Tesouro Nacional.
12. Quanto à segurança energética, relatório do Comitê de Monitoramento do Setor elétrico – CMSE indica a não disponibilização de energia equivalente a 5,7% do consumo do país, como impacto negativo dos atrasos da entrada em operação dos 22 leilões de geração, realizados a partir de 2005.
13. Os mencionados atrasos, conforme alerta a unidade técnica, se tornam ainda mais graves se considerada a possibilidade de racionamento de energia decorrente do crescente aumento da demanda por energia, dos baixos níveis de armazenamento nos reservatórios, da estiagem severa na maior parte do país neste ano e das restrições na transferência de energia entre os subsistemas.
14. O quadro apontado pela unidade técnica é tão alarmante que justifica, a meu ver, a transcrição de excerto do relatório de auditoria que o descreve:

“308. A UHE Dardanelos, com capacidade instalada de 261 MW, ficou metade do ano de 2011 sem gerar por falta de transmissão. Há 48 usinas eólicas (RN e BA), 1.262 MW, aptas a entrarem em operação desde julho de 2012. Algumas das seis usinas de biomassa em GO, MS e MT, com capacidade 568 MW, em razão do atraso da Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Compartilhada (ICG), ficaram paradas por mais de dois anos.

309. O parque energético de Manaus, embora pague por 5,5 milhões m³ de gás natural desde dezembro de 2010, só consome 2,7 milhões m³. Além disso, apesar de o referido parque possuir, à sua disposição, a Linha de Transmissão Tucuruí-Manaus, já construída e apta a abastecer parte de Manaus com fonte hídrica, continua usando óleo diesel e óleo combustível por duas razões: a) não converteu as térmicas em tempo para gás natural, optou-se por construir a UTE Mauá 3 somente após a chegada do gás; e b) não foram feitas obras complementares para receber a energia hídrica advinda da linha de transmissão Tucuruí-Manaus. Assim, por uma linha que tinha capacidade para transportar 2.500 MW, no ano de 2013, somente escoaram 35 MW.

310. *O trecho da linha de transmissão que atenderá a Macapá está pronto, porém sem operar. Como no caso de Manaus, as obras complementares necessárias para recepcionar a energia de fonte hídrica e limpa que poderia vir da UHE Tucuruí, também não foram concluídas.*

311. *As térmicas a gás e carvão tiveram sua entrada em operação postergada face à demora em emitir suas outorgas, como UTE Itaquí, Pecém I e II, Maranhão IV e V, o que obrigou as distribuidoras a recorrer ao mercado de curto prazo para suprir os contratos adiados.*

312. *Houve descompasso entre as obras da Linha de Transmissão do 1º bipolo do Complexo do Madeira e a entrada em operação das unidades geradoras das usinas, o que ocasionou restrição de escoamento das máquinas das usinas, entre outros motivos, em face da ausência do equipamento denominado Generation Station Coordinator (GSC).*

313. *As UHEs Santo Antônio e Jirau estão com atraso no cronograma superior a um ano para algumas unidades geradoras, o que é especialmente desastroso para o sistema nessa época chuvosa da região Norte. Em dezembro de 2013, deixaram de entrar em operação 854,4 MW médio de Santo Antônio e 1.641,2 MW médio de Jirau.*

314. *A interligação do sistema Acre-Rondônia se deu parcialmente, de forma que térmicas permaneceram ligadas, em especial a UTE Termonorte II, encarecendo ainda mais o sistema por meio da cobrança do Encargo de Serviço do Sistema, por restrição de operação.”*

15. O Operador Nacional do Sistema alertou ao Ministério de Minas e Energia da possibilidade de restrição no escoamento da energia oriunda do Complexo do Madeira para as cargas das regiões Sudeste e Sul, já que as redes de transmissão não suportarão a energia gerada, em face do atraso nas linhas de transmissão do Sistema Araraquara, nas subestações e nos compensadores estáticos, com entrega prevista somente para 2017, muito embora estivessem planejadas para entrarem em operação em 2014/2015, como registrado no Plano da Operação Elétrica 2014/2015.

16. Lembro que a região de Araraquara é crucial tanto para o recebimento da energia do Complexo Madeira – principalmente, as cargas do centro consumidor de São Paulo, por meio da conexão dos dois bipolos à SE Araraquara 2 – quanto para o suprimento à Região Sul.

17. Por isso, proponho determinar ao Ministério de Minas e Energia que adote providências com vistas a evitar que em 2015 tal restrição ocorra.

18. A Aneel possui normativos que estabelecem sanções para as situações de atrasos na entrada em operação de empreendimentos de geração e transmissão. Entretanto, o que se observa é que tais sanções, por si só, não têm sido suficientes para coibir os atrasos sistemáticos observados na entrada em operação desses empreendimentos.

19. O estabelecimento de cláusulas de barreira, que limitam a participação de empresas com histórico recente de atraso na execução desses empreendimentos, busca também mitigar os reflexos negativos dos atrasos evidenciados. Tal mecanismo regulatório, entretanto, é recente e ainda não teve sua eficácia avaliada.

20. O trabalho identificou, entretanto, a inexistência de estudos que fundamentem os prazos estipulados nos atos de outorga para a implantação desses empreendimentos. O que se notou foi que a data de necessidade de energia, indicada pelos agentes, baliza a definição dos leilões.

21. A ausência desses estudos pode ter como consequência o estabelecimento de prazos irrealistas para a execução das obras e contribuir para o quadro atual de atrasos sistêmicos desses empreendimentos.
22. Diante disso, estou determinando à Aneel e ao Ministério de Minas e Energia que, em ação conjunta e articulada com outros agentes do setor elétrico, elaborem estudos com vistas a dimensionar prazos mais compatíveis com a realidade para a implantação de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, a serem utilizados na etapa de planejamento de futuros leilões, utilizando-se como paradigma o histórico de implantação das obras já licitadas.
23. Outro ponto que merece atenção é o tempo dispendido com a etapa de licenciamento ambiental, que hoje consome grande parte do prazo de duração total para a entrada em operação dos empreendimentos em questão. Artigo apresentado no XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica apresentou cálculo em percentis que evidenciam que 75% das 412 obras de transmissão integrantes do SIN, concluídas entre 2008 e 2013, tiveram tempo de licenciamento de até 833 dias (cerca de 28 meses), enquanto o mesmo percentual de obras apresentou tempo total de duração de 1.170 dias (cerca de 39 meses).
24. A questão ambiental é sensível e indiscutível a importância de sua análise no desenvolvimento sustentável dos empreendimentos do sistema energético. Entretanto, faz-se necessária a melhoria na cooperação entre União, estados, municípios e Distrito Federal, instituída pela Lei Complementar 140/2011, com a delimitação da atuação de cada um desses entes, com vistas a agilizar a emissão de licenças ambientais no setor elétrico.
25. Diante disso, o acórdão que ora submeto a este Colegiado traz recomendação à Casa Civil da Presidência da República para que coordene, em articulação com outros órgãos competentes, a elaboração de ato normativo com o objetivo de regulamentar a Lei Complementar 140/2011, a fim de que sejam estabelecidos papéis precisos de atuação dos entes federativos.
26. A insuficiência de mecanismos de monitoramento é evidenciada pela ausência de um banco de dados utilizados pela Aneel e pelo Ministério de Minas e Energia que permita a vinculação de empreendimentos interdependentes.
27. Hoje o que se nota é a grande dificuldade em se identificar potenciais casos de descompasso entre os empreendimentos. Não é possível identificar, por exemplo, via banco de dados, quais empreendimentos de transmissão devem estar concluídos para permitir a entrada em operação de determinado empreendimento de geração.
28. A ausência desses dados gerenciais dificulta a adoção de medidas corretivas em tempo hábil para evitar ou mitigar eventuais atrasos que comprometam o sistema como um todo.
29. Essa constatação me levou a recomendar à Aneel que promova alterações em seus bancos de dados de forma a permitir essa interligação de dados e a efetividade do acompanhamento que realiza.
30. Por fim, destaco o excelente trabalho realizado pela Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações (SefidEnergia), cujas conclusões e as propostas de encaminhamento sugeridas foram por mim endossadas, com alguns ajustes.

Ante o exposto, VOTO por que seja adotado o Acórdão que ora submeto à apreciação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 3 de setembro de 2014.

JOSÉ JORGE
Relator

ACÓRDÃO Nº 2316/2014 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 029.387/2013-2.
2. Grupo I – Classe V – Assunto: Relatório de Auditoria.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia (vinculador).
5. Relator: Ministro José Jorge.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações (SefidEnerg).
8. Advogado constituído nos autos: não há.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de auditoria operacional realizada no Sistema Elétrico Brasileiro;

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão do Plenário, com fundamento no art. 250, incisos II e III, do RITCU e ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1 determinar:

9.1.1 ao Ministério de Minas e Energia que, no prazo de sessenta dias, elabore plano de ação contendo o conjunto de atividades, com seus respectivos prazos e responsáveis, necessárias para evitar que em 2015 haja **restrição no escoamento da energia oriunda do Complexo do Madeira para as cargas das regiões Sudeste e Sul**, já que as redes de transmissão não suportarão a energia gerada, em face do atraso nas linhas de transmissão e subestações LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté, LTs 500 kV Araraquara 2-Itatiba-Bateias e Araraquara 2-Fernão Dias, bem como na SE Fernão Dias 500/440 kV-1200 MVA e nos compensadores estáticos previstos para as SEs Santa Bárbara e Itatiba, constantes do Leilão Aneel-7/2013, com entrega somente para 2017, embora estivessem planejadas para entrarem em operação em 2014/2015, como registrado no Plano da Operação Elétrica 2014/2015, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema;

9.1.2 à Agência Nacional de Energia Elétrica que, no prazo de sessenta dias, adote e encaminhe, a este Tribunal, a decisão de Diretoria em relação:

9.1.2.1 ao atraso das usinas do Madeira, tendo em vista que, em dezembro de 2013, deixaram de entrar em operação 854,4 MW médio de Santo Antônio e 1.641,2 MW médio de Jirau, obrigando as distribuidoras a recorrerem ao mercado de curto prazo; e

9.1.2.2 ao pleito da usina Santo Antônio, referente ao Processo Aneel 48500.001273/2008, em que a concessionária requer: a) a compensação de R\$ 68 milhões pagos a título de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão; e b) a postergação dos contratos regulados até a entrada em operação comercial do sistema de transmissão definitivo, com efeitos retroativos desde 15 de dezembro de 2012;

9.1.3 à Agência Nacional de Energia Elétrica e ao Ministério de Minas e Energia que, em ação conjunta e em articulação com outros agentes do setor elétrico, no prazo de noventa dias:

9.1.3.1. elaborem e encaminhem, a este Tribunal, estudos baseados em leilões anteriores, em que sejam considerados os prazos que as concessionárias realmente têm utilizado para a implantação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, bem como as causas dos eventuais atrasos, o que possibilitará uma retroalimentação na etapa do planejamento de futuros leilões, com o objetivo de adotar prazos mais compatíveis com a realidade da execução das obras de cada tipo de empreendimento;

9.1.3.2. avaliem a pertinência de adotar critérios de aferição da exequibilidade das propostas referentes às concessões de serviços de energia elétrica, com base na aplicação subsidiária da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993;

9.2 recomendar:

9.2.1 à Casa Civil da Presidência da República que coordene, em articulação com outros órgãos competentes, a elaboração de ato normativo, a ser encaminhado à Presidência da República, com o objetivo de regulamentar a Lei Complementar Federal 140/2011, que fixa normas para a cooperação entre União, estados, municípios e Distrito Federal no que tange ao licenciamento e à fiscalização das atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos naturais, delimitando a atuação de cada um dos entes, com vistas a agilizar a emissão de licenças ambientais no setor elétrico; e

9.2.2 à Agência Nacional de Energia Elétrica que interconecte seus bancos de dados de geração e transmissão – uma vez que o banco de dados da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração não se vincula ao banco de dados do Sistema de Gestão da Transmissão – de modo que se torne possível verificar quais empreendimentos de transmissão têm que estar concluídos para permitir a entrada em operação de determinado empreendimento de geração;

9.3 dar ciência à Casa Civil da Presidência da República, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, que, considerando os empreendimentos leiloados e/ou autorizados no período entre 2005 a 2012, foram constatados:

9.3.1 atrasos sistêmicos significativos na entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. Na geração, ocorreram atrasos em 79% dos empreendimentos de hidrelétricas (atraso médio de oito meses), em 75% de térmicas (atraso médio de onze meses), em 88% de eólicas (atraso médio de dez meses) e em 62% de pequenas centrais hidrelétricas (atraso médio de quatro meses). Na transmissão, ocorreram atrasos em 83% das linhas de transmissão (atraso médio de quatorze meses) e em 63% das subestações (atraso médio de três meses);

9.3.2 casos relevantes de atrasos e descompassos entre as datas de entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, a seguir relatados, o que causou impacto sobre a segurança no suprimento de energia – em setembro de 2013, **3.439,18 MW médios** deixaram de entrar no SIN – e **gerou custos desnecessários ao sistema elétrico brasileiro da ordem de R\$ 8,3 bilhões**, ferindo, assim, o art. 37 da Constituição Federal de 1988, na medida em que ocasiona ineficiência econômica e energética para o sistema elétrico brasileiro:

9.3.2.1 **uso de óleo quando há gás e hídrica disponível:** o parque energético de Manaus, por não ter convertido as usinas para usar o gás, paga por 5,5 milhões m³ de gás natural, contudo, só consome 2,7 milhões m³. Dispõe de infraestrutura para transportar energia de fonte hídrica, mas como é subutilizada, continua usando óleo diesel e óleo combustível, mais caro e poluente (Custo R\$ 3,2 bilhões – Janeiro 2011 a Dezembro 2013);

9.3.2.2 **Linha de Transmissão Tucuruí-Manaus-Macapá:** é subutilizada no abastecimento de Manaus, tem capacidade de transportar 2.500 MW, mas só transporta 35 MW. Em Macapá, embora concluída, sequer é utilizada. Essa situação é devida a ausência de obras complementares como para recepcionar a energia que passaria pela LT vinda da hidrelétrica de Tucuruí (Custo R\$ 179 milhões – Junho a Dezembro de 2013);

9.3.2.3 **demora na emissão de outorga:** as térmicas a gás e carvão tiveram sua entrada em operação postergada face à demora em emitir suas outorgas, como UTE Itaquí, Pecém I e II, Maranhão IV e V, o que obrigou as distribuidoras a recorrer ao mercado de curto prazo para suprir os contratos adiados (Custo R\$ 735 milhões – Janeiro 2012 a Setembro 2013);

9.3.2.4 **geração sem transmissão:** 48 usinas eólicas (RN e BA), com 1.262 MW, estão aptas a entrarem em operação desde julho de 2012 (Custo R\$ 929 milhões – julho 2012 a dezembro 2013); seis usinas de biomassa em GO, MS e MT, com capacidade 568 MW, somente puderam iniciar a operação decorridos dois anos da conclusão das instalações (Custo R\$ 247,8 milhões – Agosto 2009 a fevereiro 2013); a UHE Dardanelos, com capacidade instalada de 261 MW, embora sem custos repassados ao consumidor, ficou seis meses sem poder gerar energia;

9.3.2.5 **interligação incompleta do sistema Acre-Rondônia:** pelo fato dessa interligação ter sido parcial as térmicas permaneceram ligadas, em especial a UTE Termonorte II, encarecendo ainda mais o sistema por meio da cobrança do Encargo de Serviço do Sistema por restrição de operação (Custo R\$ 2,6 bilhões – Novembro 2009 a Dezembro 2013); e

9.3.2.6 **Complexo do Madeira:** o descompasso entre as obras da Linha de Transmissão do 1º bipolo e a entrada em operação das unidades geradoras das usinas Santo Antonio e Jirau (Custo R\$ 320,8 milhões – Abril a Dezembro de 2013);

9.4 encaminhar cópia deste acórdão, acompanhado do relatório e do voto que o fundamentam, às Comissões de Serviços de Infraestrutura (CI), de Assuntos Econômicos (CAE) e de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle (CMA) do Senado Federal, às Comissões de Minas e Energia (CME) e de Defesa do Consumidor (CDC) da Câmara dos Deputados, à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal (Consumidor e Ordem Econômica), à Casa Civil da Presidência da República, ao Ministério de Minas e Energia (MME), à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e

9.5 arquivar os presentes autos.

10. Ata nº 34/2014 – Plenário.

11. Data da Sessão: 3/9/2014 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2316-34/14-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Augusto Nardes (Presidente), Benjamin Zymler, Aroldo Cedraz, Raimundo Carreiro, José Jorge (Relator), José Múcio Monteiro e Bruno Dantas.

13.2. Ministro-Substituto convocado: Augusto Sherman Cavalcanti.

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

(Assinado Eletronicamente)
JOÃO AUGUSTO RIBEIRO NARDES
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
JOSÉ JORGE
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
PAULO SOARES BUGARIN
Procurador-Geral