

GRUPO I – CLASSE VII – Plenário
TC 016.060/2017-2.

Natureza: Desestatização.

Órgão/Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e Ministério de Minas e Energia (MME).

Representação legal: não há.

SUMÁRIO: DESESTATIZAÇÃO. LEILÃO ANEEL 1/2017 – LICITAÇÃO PARA A OUTORGA DE QUATRO USINAS HIDRELÉTRICAS EM OPERAÇÃO. ATENDIMENTO DOS REQUISITOS PREVISTOS NA INSTRUÇÃO NORMATIVA TCU 27/1998. FALHAS QUE NÃO IMPEDEM A CONTINUIDADE DO CERTAME. DETERMINAÇÕES. RECOMENDAÇÕES. CIÊNCIA. RESTITUIÇÃO DOS AUTOS À UNIDADE TÉCNICA PARA ACOMPANHAR OS DEMAIS ESTÁGIOS DO PROCESSO DE CONCESSÃO.

RELATÓRIO

Adoto como Relatório a instrução de mérito elaborada no âmbito da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (peça 25), cuja proposta de encaminhamento foi integralmente acolhida pelo Secretário daquela unidade técnica (peça 26):

1. Trata-se de acompanhamento do primeiro estágio do Leilão - Aneel 1/2017, referente à licitação para a outorga de quatro usinas hidrelétricas em operação, nos termos do artigo 8º da Lei 12.783/2013, com a redação dada pela Lei 13.203/2015, e conforme delegação de competência efetuada mediante a Portaria MME 133/2017, alterada pela Portaria MME 191/2017 (peça 2).
2. Recorde-se que as licitações para a outorga de concessão da exploração de aproveitamento energético são regidas também pelo artigo 175 da Constituição Federal de 1988, pela legislação setorial específica, especialmente pelas Leis 10.848/2004; 9.427/1996; 9.074/1995; 8.987/1995 e, subsidiariamente, pela Lei 8.666/1993.
3. No âmbito do Tribunal de Contas da União (TCU), a matéria está disciplinada pela Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento concomitante dos processos de outorga de concessão ou de permissão de serviços públicos, realizados em quatro estágios, por meio de análise da documentação remetida pelo poder concedente.

HISTÓRICO

I. Das Concessões vencidas e não prorrogadas

4. Conforme exposto no relatório que precede o Acórdão 3.012/2011-TCU-Plenário, de 16/11/2011 (TC 028.862/2010-4), a Constituição Federal de 1988 dispôs no caput de seu art. 175 que as concessões de serviço público deverão ser sempre precedidas de licitação. Todavia, o parágrafo único deste dispositivo prevê que cabe à lei dispor sobre os contratos de concessão de serviço público, inclusive quanto à sua prorrogação.

5. Com base nisso, a Lei 8.987/1995, nos termos de seu art. 42, fixou que as concessões de serviço público outorgadas anteriormente à entrada em vigor dessa lei seriam válidas pelo prazo fixado no contrato ou no ato de outorga, mas também dispôs que deveriam ser extintas as concessões:

- a) outorgadas sem licitação na vigência da CF/88 (art. 43 *caput*);

b) outorgadas sem licitação anteriormente à CF/88, mas cujas obras ou serviços não tivessem sido iniciados ou estivessem paralisados, hipótese em que deveriam ser extintas (art. 43, parágrafo único); e

c) cujas obras ou serviços estivessem atrasadas e a concessionária não apresentasse plano efetivo para conclusão das obras (art. 44).

6. Posteriormente, as concessões de geração de energia elétrica alcançadas pelo art. 42 da Lei 8.987/1995 foram prorrogadas por até vinte anos, com base no art. 19 da Lei 9.074/1995.

7. Já para as concessões alcançadas pelo parágrafo único do art. 43 e pelo art. 44 da Lei 8.987/1995, admitiu-se, nos termos do art. 20 da Lei 9.074/1995, que poderiam ser prorrogadas pelo prazo necessário à amortização do investimento, limitado a trinta e cinco anos, desde que apresentado e aprovado plano de conclusão das obras, exceto aquelas cujos empreendimentos não tivessem sido iniciados.

8. Na maioria dos casos, essas prorrogações tratadas nos arts. 19 e 20 da Lei 9.074/1995 expirariam a partir de 2015. Porém, a MP 579/2012, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, permitiu, nos termos de seu art. 1º, nova prorrogação das concessões de energia elétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei 9.074/1995.

9. Foram, porém, definidas condições para essa nova prorrogação, especificadas nos §§ 1º a 6º do art. 1º da Lei 12.783/2013, que, regulamentadas no Decreto 7.805/2015, caracterizam o denominado regime de cotas e das quais destacam-se:

I - remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para cada usina hidrelétrica;

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente.

10. Com base nisso, várias concessões de usinas hidrelétricas foram prorrogadas nos moldes da Lei 12.783/2013, conforme tratado no TC 033.929/2012-2 e no TC 001.843/2013-3.

11. Para os concessionários que não aceitaram as referidas condições de prorrogação, definiu-se a realização de licitação para uma nova concessão por até trinta anos, nos termos do art. 8º da Lei 12.783/2013, em que, em sua redação original, alocava toda a garantia física das usinas a licitar ao regime de cotas.

12. O primeiro leilão para esse grupo de concessões licitou a usina hidrelétrica de Três Irmãos (Leilão Aneel 2/2014, tratada no TC 001.618/2014-8). Na ocasião, adotou-se um modelo de preço teto, o qual correspondia ao Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG), incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da usina hidrelétrica, a serem definidos pela Aneel. Vencia o leilão a proponente que ofertasse o menor valor de GAG. A vencedora seria remunerada por meio de Receita Anual de Geração (RAG), composta do GAG resultante do processo licitatório, além dos encargos e tributos, inclusive os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição de responsabilidade da concessionária. O cálculo do preço teto da GAG seguiu a mesma metodologia que foi utilizada na fixação da tarifa inicial de geração referente às usinas que foram prorrogadas com base na MP 579/2012.

13. O segundo leilão para o grupo de concessões não prorrogadas (Leilão Aneel 2/2015, tratado no TC 023.134/2015-1) licitou 29 usinas hidrelétricas e seguiu modelagem distinta do leilão anterior. A diferença foi justificada, em sua maioria, por inovações criadas pela MP 688/2015, posteriormente convertida na Lei 13.203/2015.

14. Por meio da referida MP 688/2015, passou-se a admitir nos leilões, além dos regimes existentes até então: a) a cobrança do proponente vencedor de um Valor de Bonificação pela Outorga e a correlata cobertura tarifária, denominada Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO); e b) a reserva de uma parcela, no mínimo 70%, da garantia física ao Ambiente de Contratação

Regulada (ACR) e, portanto, deixando-se a parcela restante, no máximo 30%, à livre disposição do vencedor da licitação. A regulamentação dessas inovações foi atribuída ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), mediante proposta do MME, conforme art. 2º-A da Lei 9.478/1997. Ressaltou-se que, na hipótese de um regime de bonificação, o Ministério da Fazenda (MF) será ouvido quanto aos valores, a forma e os prazos de pagamento da bonificação pela outorga. Além disso, a definição da receita do concessionário deverá considerar a parcela do Retorno da Bonificação pela Outorga, observada, para concessões de geração, a proporcionalidade da garantia física destinada ao ACR (art. 15, §10 da Lei 12.783/2013).

15. Nesse novo contexto legal, o modelo do segundo leilão previu o recebimento de propostas de preço para dois itens de remuneração da concessionária: a) o GAG, incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da usina hidrelétrica, apurado nas mesmas bases que foram usadas para fixar o preço teto da licitação de Três Irmãos; e 2) o RBO. Vencia o leilão a proponente que ofertasse a menor soma para esses dois valores (ou seja, GAG + RBO). Nessa concepção, os gastos adicionais com investimentos em melhorias e ampliações, consignados como Custo da Gestão dos Ativos de Geração decorrentes das Melhorias e Ampliações (GAGADL) seriam remunerados somente por ocasião de revisões tarifárias, carecendo de autorização prévia pela Aneel.

16. Realizado o segundo leilão, ainda restou pendente a licitação das outras usinas de geração de energia elétrica com prazo de concessão vencido e que não foram prorrogadas com base na Lei 12.783/2013, conforme tratado no TC 003.379/2015-9. O presente leilão, ora em análise, objetiva licitar algumas dessas concessões pendentes.

17. Resgata-se, por fim, que a Lei 12.783/2013 autorizou que os antigos concessionários fossem designados como responsáveis pela prestação dos serviços de geração associados a essas usinas até a assunção de um novo concessionário a ser definido por futura licitação.

II. Preparação da licitação das concessões em foco

18. Com a publicação da Portaria MME 133/2017, em 5/4/2017 (peça 2, p.1), foi determinada a licitação de cinco usinas hidrelétricas, a ser promovida pela Aneel, observados a organização dos lotes e as seguintes diretrizes, ambos descritos naquele ato:

I – a Garantia Física de Energia e de Potência da usina licitada deverá ser alocada em regime de cotas de que trata a Portaria MME 123/2013;

II – o leilão deve ser realizado até 30 de setembro de 2017;

III – o critério de julgamento das propostas a ser adotado deve ser o maior valor de Bonificação pela Outorga, definido no art. 5º, § 1º, inciso II, da Portaria MME 123/2013; e

IV – a outorga será pelo prazo de trinta anos, contados da data de assinatura do Contrato de Concessão ou do término do Contrato vigente, o que ocorrer por último, observado o disposto no art. 6º da Portaria MME 123/2013.

19. Em 3/5/2017, por meio da Portaria MME 178/2017, foram definidos, na forma de seu Anexo IV, os valores revistos de garantia física de energia das UHEs integrantes desse leilão, que passam a vigor a partir de 1º/1/2018.

20. Posteriormente, em 12/5/2017, a Portaria MME 191/2017 (peça 2, p. 2), excluiu a usina Agro Trafo do rol de usinas a serem leiloadas, restando, assim, apenas quatro usinas a licitar.

21. Nessa mesma data, o CNPE, com base na competência definida no inciso XII do art. 2º da Lei 9.478/1997, com a redação dada pela Lei 13.203/2015, e com base em proposta do MME submetida à manifestação do MF, expediu a Resolução CNPE 12/2017 (peça 3). O art. 1º dessa Resolução fixou os seguintes parâmetros técnicos e econômicos a serem adotados no leilão:

I – os valores mínimos de Bonificação pela Outorga de cada Usina Hidrelétrica, que totalizaram R\$ 11.055.555.978,54;

II – a Bonificação pela Outorga deve ser paga em parcela única pelo vencedor do leilão, à vista, no ato de assinatura do Contrato de Concessão, respeitados os valores mínimos de bonificação definidos;

III – percentual de 70% da garantia física das usinas serão destinados ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR);

IV – o percentual da garantia física destinado ao ACR aplicar-se-á a partir do término de um período de transição, previsto em ato do MME, ou, na sua inexistência, a partir da assinatura do contrato de concessão;

V – taxa para remuneração do retorno dos valores mínimos de Bonificação pela Outorga, baseada na metodologia do *Weighted Average Capital Cost* (WACC), igual a 8,08%, real a.a., deduzidos os tributos;

VI – os valores mínimos a serem pagos a título de bonificação pela outorga passam a retornar a partir do início da vigência do contrato de concessão;

VII – o preço de referência da energia não contratada no ACR igual a R\$ 142,70 R\$/MWh, correspondente ao custo de oportunidade da projeção dos Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) para o Submercado Sudeste/Centro-Oeste do período de janeiro de 2018 a dezembro de 2021, a ser acrescido das contribuições para o PIS/PASEP e da COFINS.

22. Nessa Resolução foi reafirmada, ainda, a previsão do art. 5º, § 1º-B, da Portaria MME 123/2013, no sentido de que não será repassado à tarifa de energia elétrica o montante de bonificação pela outorga que exceda o valor mínimo dessa bonificação.

23. Em 19/5/2017, a Aneel abriu a Audiência Pública 26/2017, exclusivamente por intercâmbio de documentos, para obter subsídios para o aprimoramento da minuta do edital e respectivos anexos da licitação (peça 6). O período de contribuições foi de 19/5/2017 a 18/6/2017.

24. De forma concomitante, o Despacho do Presidente da Comissão Especial de Licitação (CEL/Aneel) 1.383/2017 (peça 5), decidiu disponibilizar aos interessados as informações sobre os aspectos contábeis, ambientais, fundiários, bem como de operação, manutenção, fiscalização, investimento, outorga, risco e gestão de pessoas, relativos às usinas a serem licitadas.

25. Em 7/6/2017, a Aneel remeteu ao TCU os primeiros documentos a título de atendimento à IN - TCU 27/1998 (peça 1). Nesses documentos, foi estimado inicialmente a data de 25/7/2017 para publicação do edital (peça 1, p. 1), após serem processadas as contribuições recebidas na audiência pública. A realização do Leilão foi prevista para 22/9/2017 (peça 1, p. 6), antes, portanto, da data máxima definida na Portaria MME 133/2017, qual seja, 30/9/2017 (peça 2, p. 1).

III. Histórico dos presentes autos

26. Em 6/7/2017, por meio do Ofício 69/2017-SEL/ANEEL, a Aneel enviou a este Tribunal o Ato Justificatório do Leilão 1/2017, acompanhado de seus anexos (peça 1).

27. Em 22/6/2017, visando o saneamento dos autos, encaminhou-se o Ofício 155/2017-TCU/SeinfraElétrica (peças 4, 7 e 9) ao MME, com cópia à Aneel, solicitando a apresentação de dados e informações essenciais à avaliação por esta Unidade Técnica da viabilidade econômico-financeira das concessões, nos termos da IN-TCU 27/1998.

28. As solicitações foram respondidas parcialmente em 23/6/2017, mediante o Ofício 145/2017/SE-MME (peça 8). A parte restante foi apresentada em 30/6/2017, por intermédio de e-mail (peça 12).

29. Entre o conjunto de documentos encaminhados ao TCU inclui-se a Nota Técnica 10/2017/STN/SES/MF-DF (peça 8, p. 47-67), por meio da qual o Ministério da Fazenda justificou sua proposta ao CNPE de parâmetros econômicos a serem considerados na modelagem do leilão.

30. Em 5/7/2017, realizou-se reunião entre equipes e dirigentes dessa unidade técnica, do

Ministério da Fazenda, do MME, da Aneel e do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão (peça 13).

31. Em atendimento a solicitações feitas na reunião (peça 13), a Aneel apresentou, em 7/7/2017, por e-mail (peça 16), informações complementares sobre a formação do GAG Melhorias das Usinas e o Ministério da Fazenda, em 10/7/2017, apresentou informações complementares sobre o critério de bonificação pela outorga e a respectiva forma de pagamento (peça 21).

32. Posteriormente, em 11/7/2017, em atendimento a ofício de diligência (peça 18), a Agência forneceu dados sobre a formação do preço médio de energia elétrica adotado na modelagem do leilão (peça 20).

CARACTERÍSTICAS GERAIS DAS USINAS

33. A Tabela 1 a seguir lista as principais características das usinas hidrelétricas (UHEs) objeto do Leilão Aneel 1/2017.

Tabela 1: Principais características das UHEs

Usina Hidrelétrica	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW _{méd}) ¹	Entrada em operação	Termo final do atual Contrato	Rio	Domínio do Rio	Estado(s)	Concessão anterior
São Simão	1.710,00	1.202,7	1978	11/01/2015	Paranaíba	Federal	GO/MG	Cemig GT
Jaguara	424,00	341,0	1971	28/08/2013	Grande	Federal	MG/SP	Cemig GT
Miranda	408,00	198,2	1998	23/12/2016	Araguari	Estadual	MG	Cemig GT
Volta Grande	380,00	230,6	1974	23/02/2017	Grande	Federal	MG/SP	Cemig GT
Total Geral	2.922,00	1.927,5	-	-	-	-	-	-

Fonte: Ato Justificatório do Leilão Aneel 1/2017 (peça 1, pp. 6 e 8). Nota Técnica 8/2017-SEL/Aneel (peça 1, p.3, item não digitalizável). TCU. Adaptado. Notas: ⁽¹⁾ valores válidos a partir de 1º/1/2018.

34. Os valores de depreciação acumulada do ativo imobilizado relativo aos projetos básicos das usinas São Simão e Miranda foram calculados pela Aneel e constam das Tabela 2 e 3, respectivamente. As demais usinas (Jaguara e Volta Grande) têm ativos 100% depreciados.

Tabela 2: Depreciação acumulada do ativo imobilizado (UHE São Simão) - Data base 11/1/2015

Depreciação Acumulada	Jun/78	Jun/78	Jun/78	Jun/78	Mar/79	Jun/79	Nov/79
Agrupamento	Ativo inicial	UG01	UG02	UG03	UG04	UG05	UG06
Gerador	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Turbina	100%	100%	99,78%	99,28%	98,53%	97,83%	96,69%
Reservatório, Barragem e Adutora	92,92%	-	-	-	-	-	-
Edificações e Obras civis	100%	-	-	-	-	-	-
Urbanização e Benfeitorias	100%	-	-	-	-	-	-
Outros Sistemas	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Equipamentos de Casa de Força	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Ato Justificatório do Leilão (peça 1, p.10).

Tabela 3: Depreciação acumulada do ativo imobilizado (UHE Miranda) - Data base 23/12/2016

Depreciação Acumulada	Mai/98	Mai/98	Jul/98	Out/98
Agrupamento	Ativo inicial	UG01	UG02	UG03
Gerador	57,95%	57,95%	57,47%	56,92%
Turbina	44,22%	44,22%	43,74%	43,19%
Reservatório, Barragem e Adutora	35,73%	-	-	-
Edificações e Obras civis	66,35%	-	-	-
Urbanização e Benfeitorias	66,35%	-	-	-
Outros Sistemas	89,91%	89,81%	89,33%	88,78%
Equipamentos de Casa de Força	56,83%	56,83%	56,35%	55,80%
Equipamentos Gerais	100%	100%	100%	100%
Conduto Forçado	54,55%	54,55%	54,07%	53,52%
Transformação (Subestação)	66,52%	-	-	-
Conexão (Linha de Transmissão)	52,85%	-	-	-

Fonte: Ato Justificatório do Leilão (peça 1, p.11).

OBJETO DO LEILÃO, CRITÉRIO DE JULGAMENTO E RECEITAS

35. Constitui objeto do Leilão a outorga de concessão das Usinas Hidrelétricas integrantes dos Lotes A e B, discriminados na Tabela 4 a seguir, mediante a contratação de serviço de geração de energia elétrica, sob o regime de que trata a Lei 12.783/2013, com a redação dada pela Lei 12.203/2015, pelo prazo de trinta anos, contado da data de vigência do respectivo Contrato de Concessão, vedada a prorrogação.

Tabela 4: Lotes das Usinas com concessões a serem licitadas

Lote	Sublote	Usina Hidrelétrica	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MWméd) ¹	Rio	Estado(s)
A	-	São Simão	1.710,00	1.202,7	Paranaíba	GO/MG
B	B1	Jaguara	424,00	341,0	Grande	MG/SP
	B2	Miranda	408,00	198,2	Araguari	MG
	B3	Volta Grande	380,00	230,6	Grande	MG/SP
Total Geral			2.922,00	1.927,5	-	-

Fonte: Ato Justificatório do Leilão (peça 1, p. 6). Nota: (¹) valores válidos a partir de 1º/1/2018.

36. O prazo das outorgas coincide com o máximo autorizado no art. 8º da Lei 12.783/2013.

37. Segundo o Ato Justificatório, o Lote B foi dividido em três sublotes no intuito de ampliar a competição, pois será estabelecido procedimento específico de leilão combinatório, que permite a competição cruzada entre o Lote e os Sublotes. O método é praticado em alguns leilões de concessões de transmissão realizados na B3 (antiga BM&F) e também foi adotado no Leilão 12/2015 (TC 023.134/2015-1), o qual, similarmente a este leilão, tratou de concessão de UHEs não prorrogadas.

38. A maior diferença entre o Leilão 1/2017 e o leilão anterior (Leilão 12/2015) é o critério de julgamento da licitação, ou seja, o critério de seleção do vencedor do lote.

39. Será declarada vencedora a proponente que ofertar o maior valor de ágio de Bonificação pela Outorga. O valor da tarifa da energia elétrica no ACR é fixo no leilão. O ágio corresponde ao valor que exceder ao valor mínimo de bonificação pela outorga definido em Edital

para o lote. É a primeira vez que esse modelo é adotado nos leilões de concessão de UHEs não prorrogadas. Constitui-se em uma opção de leilão focada na arrecadação de valores à União.

40. O valor mínimo de bonificação, pago pelo vencedor do lote, é recuperável por ele durante a vigência da concessão, mediante a parcela denominada de Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO).

41. Além disso, o concessionário é remunerado com base na comercialização de energia no ACR (em montante equivalente a 70% da garantia física da usina) e na comercialização sob outras formas, a seu livre dispor (equivalente aos demais 30% da garantia física da usina). Quanto à parcela da garantia física destinada ao ACR, o concessionário será remunerado em regime de cotas pela Receita Anual de Geração (RAG), expressa em R\$/ano, homologada pela Aneel, composta pelo GAG e RBO fixadas pelo Poder Concedente no processo licitatório, além dos encargos e tributos, inclusive os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição de responsabilidade da concessionária, compensadas eventuais indisponibilidades da usina. Os pagamentos serão feitos em parcelas duodecimais, sujeitos a ajustes por indisponibilidade ou desempenho de geração.

42. Assim como no leilão anterior, o GAG é formado por duas parcelas distintas: o “GAG O&M”, que inclui os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização, e o “GAG Melhorias”, que inclui a estimativa de investimentos em melhorias na usina a serem feitas durante a vigência da concessão, mais uma remuneração.

43. Os valores de GAG e de RBO foram apurados pela Aneel mediante delegação da Portaria MME 123/2013. Os resultados dos cálculos e seus respectivos dados de entrada foram registrados junto à Nota Técnica 135/2017-SGT/Aneel (peça 14).

44. Os referidos valores de GAG, RBO e os valores mínimos de bonificação são mostrados na Tabela 5 a seguir. Os cálculos dessas quantias estão disponíveis nas planilhas “3.2 STN_MF_Licitação UHEs 2017 - TCU.xlsx” e “3.2_ANEEL_Proposta teto - simula bonificacao - mai17 - vfinal.xlsm”, ambas acessíveis à peça 8 como item não digitalizável.

Tabela 5: GAG e RBO por Usina e por Lote ou Sublote

Lote	Sub lote	Usina	Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG (R\$/ano)			Retorno da Bonificação pela Concessão – RBO (R\$/ano)	Receita Total (R\$)	Valor Mínimo da Bonificação pela Outorga (R\$)
			GAG O&M	GAG Melhorias	GAG Total			
A	-	São Simão	103.491.188,64	132.040.897,89	235.532.086,53	796.629.337,25	1.032.151.423,78	6.740.946.603,49
B	B1	Jaguara	38.657.000,40	49.321.155,84	87.978.156,24	233.164.542,45	321.142.698,69	1.911.252.009,47
	B2	Miranda	31.268.614,16	39.894.564,39	71.163.178,55	142.666.456,61	213.829.635,17	1.110.880.200,23
	B3	Volta Grande	32.167.405,07	51.301.626,54	83.469.031,60	169.570.280,19	253.039.311,79	1.292.477.165,35
Total Lote B			102.093.019,63	140.517.346,77	242.610.366,39	545.401.279,25	788.011.645,65	4.314.609.375,05
Total Geral			205.584.208,27	272.558.244,66	478.142.452,92	1.342.030.616,50	1.820.173.069,43	11.055.555.978,54

Fonte: Ato Justificatório do Leilão (peça 1, p. 9).

EXAME TÉCNICO

I. Análise do primeiro estágio

45. O art. 7º, inciso I, da IN - TCU 27/1998 estabelece os documentos que devem ser analisados por este Tribunal relativamente ao primeiro estágio de fiscalização dos processos de outorga de concessão:

a) relatório sintético sobre os estudos de viabilidade técnica e econômica do empreendimento, com informações sobre o seu objeto, área e prazo de concessão ou de permissão, orçamento das obras realizadas e a realizar, data de referência dos orçamentos, custo estimado de prestação dos serviços, bem como sobre as eventuais fontes de receitas alternativas, complementares, acessórias e as provenientes de projetos associados;

b) relatório dos estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados à outorga, de utilidade para a licitação, realizados ou autorizados pelo órgão ou pela entidade federal concedente, quando houver;

c) relatório sintético sobre os estudos de impactos ambientais, indicando a situação do licenciamento ambiental.

46. O art. 8º da IN define que os documentos referentes ao primeiro estágio de fiscalização dos processos de outorga de concessão devem ser encaminhados ao TCU no prazo de trinta ou sessenta dias antes da publicação do edital de licitação, respectivamente, nos casos em que a estimativa de investimentos seja inferior ou superior a um bilhão de reais:

Art. 8º O dirigente do órgão ou da entidade federal concedente encaminhará, mediante cópia, a documentação descrita no artigo anterior ao Tribunal de Contas da União, observados os seguintes prazos:

I – primeiro estágio - 30 (trinta dias), no mínimo, antes da publicação do edital de licitação;

(...)

Parágrafo único. O prazo a que se refere o inciso I deste artigo será de 60 (sessenta) dias, para a outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia e de concessão de uso de bem público destinado à exploração e aproveitamento hidrelétrico, desde que a estimativa de investimentos seja superior a um bilhão de reais.

47. No caso deste leilão, o valor de investimento é de aproximadamente R\$ 3 bilhões. Logo, o prazo para remessa dos documentos ao TCU deve ser de sessenta dias antes da publicação do edital de licitação.

48. O montante de investimento é obtido a partir dos dispêndios previstos com GAG Melhorias ao longo da concessão, excluindo-se dele a parcela relativa à correspondente remuneração do concessionário. O montante de GAG Melhorias durante os trinta anos de concessão é de R\$ 8.176.747.339,80, considerando que o seu dispêndio anual é de R\$ 272.558.244,66, a preços de maio de 2017, conforme consta da documentação encaminhada. O valor referente a esse dispêndio anual é encontrado no Quadro 4 do Ato Justificatório do Leilão (peça 1, p. 9); na Tabela 3 da Nota Técnica 135/2017-SGT/Aneel, de 17/5/2017 (peça 14, p. 6), a qual apresenta os cálculos da GAG e do RBO, assim como no documento “Proposta teto – simula bonificação” (peça 15). Aliás, todos são documentos integrantes da Audiência Pública-Aneel 26/2017. Assim, considerando que a remuneração do investidor nesse leilão é de 8,08% a. a., conforme definido na Resolução CNPE 12/2017, e também explícita na documentação encaminhada, tem-se que, ao retirar dos R\$ 8.176.747.339,80 o efeito financeiro dessa remuneração, o valor estimado do investimento durante a concessão é de aproximadamente R\$ 3 bilhões.

49. Quanto a este ponto, chama-se a atenção para o fato de que o MME e a Aneel organizaram o cronograma do leilão prevendo que a documentação do leilão deveria ser enviada ao TCU apenas com trinta dias de antecedência, e não com sessenta dias supracitado, apesar de tais entidades terem plena ciência do rito da IN-TCU 27/1998.

50. O início da remessa da documentação relativa ao Leilão pela Aneel a este Tribunal se deu em 16/6/2017, por meio do Ofício 69/2017-SEL/Aneel (peça 1, p. 1).

51. Não foram encaminhadas, porém, as planilhas *excel* ou as memórias de cálculo dos fluxos de caixa das concessões, nem os estudos técnicos e econômicos que dessem suporte à fixação dos seguintes parâmetros de modelagem do leilão:

- a) valores Mínimos da Bonificação pela Outorga para cada Usina Hidrelétrica;
- b) forma de pagamento da Bonificação pela Outorga;
- c) percentual de Garantia Física das usinas a ser destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
- d) remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC); e
- e) preço de referência de energia não contratada no ACR.

52. Importa frisar que as tais planilhas, memórias de cálculo e estudos acima dizem respeito diretamente à definição exata do objeto do Leilão – Aneel 1/2017 e a sua modelagem técnica, econômica e financeira das concessões. São elementos essenciais para a análise do 1º estágio, consubstanciada no art. 7º, inciso I, da IN-TCU 27/1998.

53. Tais informações foram recebidas no TCU somente em 23/6/2017, por meio do Ofício 145/2017/SE-MME (peça 8), em atendimento a diligência desta Unidade Técnica (peça 4).

54. A par desses fatos, e considerando o entendimento expresso no Acórdão 1.681/2008 - TCU - Plenário, de que o prazo estipulado para que o TCU se manifeste sobre outorga de concessão somente fluirá a partir da apresentação do estudo de viabilidade completo e atualizado, com a regularização de todas as pendências indicadas pelas unidades técnicas do Tribunal; e o dever da Administração Pública expressar de maneira fundamentada os motivos de seus atos, conforme o art. 2º c/c o art. 50 da Lei 9.784/1999, a que se fez referência no item 3 do Ofício 155/2017-TCU-SeinfraElétrica (peça 4. p.1), a contagem do prazo dos sessenta dias previsto na IN - TCU 27/1998 deve ser reiniciada a partir de 23/6/2017.

55. Sendo assim, caso o edital de licitação seja publicado antes de 24/8/2017, poderá configurar-se descumprimento formal do art. 8º da referida IN.

56. Contudo, se confirmada essa hipótese quando do acompanhamento do 2º estágio previsto na referida IN, pode-se, desde logo, antecipar que, caso o edital publicado antes da referida data não contenha alterações que impactem os estudos de viabilidade objeto desta instrução, entende-se que não haverá prejuízo efetivo ao tempestivo exame da matéria pelo TCU.

I.1. Análise da viabilidade econômico-financeira das concessões

57. Nas condições de realização dessa fiscalização (escopo, prazo e procedimentos aplicados), não foram identificadas razões que ensejassem proposta de intervenção desta Corte de Contas neste momento ou óbice à realização do leilão.

58. Todavia, identificou-se questões que devem ser aperfeiçoadas nos futuros leilões de concessões de UHEs existentes, operantes e amortizadas, conforme tratado nas seções seguintes.

I.1.1. Da bonificação pela outorga e sua forma de pagamento

59. A Lei 12.783/2013, em seu art. 8º, §§6º e 7º, especificou que a licitação das concessões que não forem prorrogadas nos termos daquela lei poderá adotar um dos seguintes critérios de julgamento de licitação antevistos na Lei 8.987/1995:

I - o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado;

II - a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão;

III - a combinação dos dois critérios.

60. O pagamento pela outorga da concessão referido no item II foi nomeado pela Lei 12.783/2013 como “bonificação pela outorga”. Esse foi o critério de julgamento da licitação escolhido no presente caso.

61. O processo de escolha do critério de julgamento do leilão se iniciou em setembro de 2016, quando o MF solicitou que as UHE São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Redonda fossem incluídas no âmbito do Programa de Parceria de Investimentos (PPI) da Presidência da República. O objetivo da medida foi o de, em uma etapa posterior, qualificar os empreendimentos como de prioridade nacional.

62. A necessidade da priorização desses empreendimentos foi justificada com a hipótese de vir a ser cobrado um valor expressivo de bonificação pela outorga, conforme registrado na Nota Técnica 9/2017-Assec, do MME (peça 8, item 6 não digitalizável, p.4):

4.4. Sobre a inclusão das UHE no PPI, conforme exposto na Nota Técnica nº 4/2016-AEPROE/SE-MME, de 22 de setembro de 2016, a qualificação das usinas em questão ocorreu em virtude da importância, para o equilíbrio fiscal, do valor de bonificação de outorga a ser pago pelos vencedores da licitação de tais UHE, in verbis (g.n.):

“8. A inclusão das UHE atendeu a pedido do Ministério da Fazenda (MF). O MF alegou que os empreendimentos em questão eram prioritários pelo expressivo valor de bonificação de outorga a ser pago pelos vencedores da licitação de tais UHE. Segundo o MF, essa receita é importante para o atingimento da meta fiscal do ano de 2017. Acerca dessa questão, cumpre mencionar que, conforme atestam a Nota Técnica nº 201/2016-D0C/SPE-MME, do Departamento de Outorgas de Concessões, Permissões e Autorizações da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético e a Nota nº 00149/2016/CONJURMME/CGU/AGU da Consultoria Jurídica deste Ministério, tais UHE não apresentam óbice para licitação. Ressalta-se, ainda, que a reunião do CPPI de 13 de setembro de 2016, que contou com a participação do Exmo. Sr. Ministro de Estado de Minas e Energia, avaliou e deliberou pela conveniência e oportunidade de inclusão dessas usinas no PPI e, por tal razão, não é matéria desta Nota Técnica.”

63. A qualificação dos empreendimentos como prioridade nacional foi concretizada no Decreto 8.938/2016. A UHE Jaguará não foi contemplada no Decreto porque, à época, havia óbice jurídico para licitá-la.

64. Ato contínuo, considerando que se tratavam de empreendimentos qualificados como prioritários, o MME consultou o MF sobre possíveis aperfeiçoamentos no modelo do futuro leilão.

65. Em resposta, o Ministério da Fazenda, por meio da Nota Técnica 34/2016/STN/SEAE/MF-DF, de 7/12/2016 (peça 8, item não digitalizável, p. 3-4) recomendou que fosse adotado como critério de julgamento da licitação a maior bonificação pela outorga. Isso porque tal critério tenderia a aumentar a arrecadação do governo em leilões e auxiliaria a União a enfrentar o cenário fiscal do País. Relatou assim o cenário fiscal:

10. Importante ressaltar também que os resultados fiscais do Governo Central têm mostrado constantes déficits de magnitude significativa. No ano de 2015, o déficit foi de R\$ 116,65 bilhões. Em 2016, foi aprovada, pelo Congresso Nacional, revisão da meta anual, prevendo déficit de R\$ 170,50 bilhões. Para 2017, a Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) considerou um déficit de R\$ 139 bilhões, já prevendo uma receita de R\$ 10 bilhões relativa à arrecadação de bonificação de outorga. Contudo, as projeções de crescimento da economia para 2017 têm sido revisadas para baixo (recentemente o próprio governo reduziu sua projeção, de 1,6% para 1%), o que torna o cenário fiscal de 2017 ainda mais desafiador. Desse modo, as receitas provenientes do leilão de usinas hidrelétricas que se pretende realizar em 2017 são de suma importância para o cumprimento da meta fiscal.

11. Portanto, ao observar o atual cenário, considera-se que um leilão que mantenha um patamar tarifário condizente com o custo marginal de expansão do sistema, tendo como critério de licitação o maior valor de bonificação de outorga, poderá trazer uma situação mais favorável ao cumprimento da meta fiscal, proporcionando um cenário de maior credibilidade para o recebimento de investimentos necessários à retomada econômica brasileira (peça B, p. 4)

66. A referida decisão de adotar a maior bonificação pela outorga como o critério de julgamento do Leilão 1/2017 foi concretizada por meio da expedição da Portaria MME 133/2017.

67. Do histórico e motivação acima, é fácil perceber que o principal objetivo da escolha do critério de bonificação foi cumprir a meta fiscal do exercício de 2017.

68. Esse entendimento é reforçado pela Nota Técnica 9/2017-ASSEC (peça 8, item 6 não digitalizável, p.2), a qual justificou proposta de parâmetros técnicos e econômicos ao CNPE (Resolução CNPE 12/2017) com base na importância de que o ingresso das receitas de bonificação pela outorga no leilão ocorresse até o dia 10 de novembro de 2017:

4.5. De acordo com o cronograma de eventos previsto pela ANEEL, faz-se necessário publicar, antes da abertura pela Agência de Audiência Pública relativa ao Edital, a Resolução do CNPE que estabelece os parâmetros técnicos e econômicos do certame, conforme disposto no art. 2º, inciso XII, e no art. 2ºA, ambos da Lei nº 9.478, de 1997, considerando o objeto do Leilão. Com este objetivo, as áreas técnicas do Ministério de Minas e Energia, do Ministério da Fazenda e da ANEEL interagiram para estabelecer as premissas a serem utilizadas na modelagem do leilão, ultimando, consequentemente, na definição dos parâmetros técnicos e econômicos em tela.

4.6. Importa ressaltar, nesse sentido, reunião realizada em 27 de março de 2017, nas

dependências do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, com presença do Sr. Ministro de Estado daquela pasta e do Sr. Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia, bem como de servidores das pastas afetas, em especial do Ministério da Fazenda. Conforme informado pelo Sr. Secretário de Desenvolvimento e Infraestrutura, por questões orçamentárias, é importante o ingresso da receita advinda da bonificação pela outorga das concessões em tela até 10 de novembro de 2017. A partir dessa premissa, a ANEEL elaborou cronograma de eventos que prevê a assinatura do contrato de concessão pelos vencedores do certame em 10 de novembro de 2017, visto que o pagamento da bonificação pela outorga dar-se-á no ato de assinatura do contrato.

69. Entendido o contexto de escolha pelo critério de maior Bonificação pela Outorga, retoma-se que, por ocasião dos exames do último leilão de usinas hidrelétricas não prorrogadas (Leilão Aneel 12/2015), no relatório que suportou o Acórdão 2.526/2015-TCU-Plenário, o Ministro Relator José Múcio já havia ressaltado o seguinte:

87. (...) a inclusão de pagamento de Bonificação pela Outorga implicou o acréscimo de R\$ 2.311.039.407,56/ano, a título de RBO, de ônus para o consumidor do mercado cativo, sem nenhuma garantia de que esses recursos voltarão para o setor elétrico, sequer para o pagamento das indenizações ainda pendentes sobre ativos não amortizados.

88. Em outras palavras, trata-se, na prática, de empréstimo ao Tesouro Nacional a ser pago pelos consumidores de energia elétrica ao longo de trinta anos, ao custo real de 9,04% ao ano, caso não haja deságio no leilão.

70. A referida situação torna a se repetir no presente leilão.

71. Neste Leilão 1/2017, o pagamento de bonificação pela outorga a título de RBO implica um acréscimo de R\$ 1.342.030.616,50 ao ano, de ônus ao consumidor do mercado cativo, que persistirá pelos próximos trinta anos. Frise-se que não há, tal como não houve no Leilão 12/2015, qualquer garantia de que tal recurso financeiro retorne ao setor elétrico, sequer para custear os cerca de R\$ 1,05 bilhão (a preços de maio de 2017) já estimados pela Aneel referente a uma das duas modalidades de indenizações que ainda terão de ser feitas ao antigo titular da concessão dessas usinas, em razão de saldo de ativos não amortizados das usinas ora leiloadas.

72. Somando-se a previsão de pagamentos de RBO do Leilão anterior com os previstos para este leilão, constata-se que o consumidor de energia elétrica do mercado cativo terá de arcar com cerca de R\$ 3,65 bilhões por ano, durante 28 anos, ou seja, até o ano de 2045. Depois desse período, o valor anual cai para 1,34 bilhão, mas persiste por dois anos, até 2047. Ressalta-se, pois, tratar-se de valores expressivos.

73. Similarmente ao que se deu no último leilão, a modelagem do Leilão 1/2017 constitui, na prática, empréstimo ao Tesouro Nacional custeado pelo consumidor de energia elétrica do mercado cativo, pago durante trinta anos. Dessa vez, à taxa de 8,08% ao ano.

74. A fim de que não parem dúvidas sobre o tema, ressalta-se, desde logo, que o governo federal tem ampla discricionariedade para escolher qual dos critérios de julgamento de licitação previstos na Lei 12.783/2013 adotará em seus leilões. A possibilidade é clara, conforme a dicção do art. 8º, §§ 6º e 7º da referida lei.

75. Alerta-se, contudo, que a opção escolhida e, naturalmente, os parâmetros técnicos e econômicos de leilão que resultem dessa escolha, devem ser tais que busquem a melhor solução possível, satisfatória e conveniente ao poder público. Trata-se de característica típica dos atos administrativos discricionários amplamente consolidada pela doutrina e pela jurisprudência.

76. É nesse ponto que se chama a atenção para o fato de que o processo de escolha do critério de julgamento da licitação não foi acompanhado de uma avaliação de impacto de médio e longo prazos no setor elétrico e no cenário fiscal.

77. A importância desse tipo de avaliação ganha relevo ao se considerar que a modelagem do Leilão 1/2017 surtirá seus efeitos ao menos até o ano de 2047, período este sobejamente superior ao que foi adotado como determinante da decisão de governo, no caso, o exercício de 2017.

78. A falta dessa avaliação impede que seja apurado se realmente vale a pena, dentre outras consequências da decisão, prejudicar a modicidade tarifária prescrita no art. 6º, §1º da Lei de Concessões (Lei 8.987/1995) em R\$ 1,34 bi/ano, pelo longo período de trinta anos, tal como proposto, em nome da meta fiscal de apenas um exercício fiscal. Em consequência, tem-se uma decisão que também não leva em conta o fato de que outras políticas e decisões recentes de governo já custarão, pelo menos, em valores reais, R\$ 108,8 bilhões ao consumidor de energia elétrica, conforme mostrado na Tabela 6.

Tabela 6: Impacto negativos recentes à modicidade tarifária (2015 em diante)

Evento	Agente impactado	Impacto	
		Valor ¹	Período referência
Indenização de ativos de transmissão anteriores a 2000 ²	Consumidor cativo/livre	R\$ 62,2 bi	8 anos: 2017 – 2025
Transferência do risco hidrológico ao consumidor (MP 579/2012) ³	Consumidor cativo	R\$ 18,5 bi	2 anos e 3 meses: jan 2015 – mar 2017
Bônus de Outorga Leilão Aneel 12/2015 ⁴	Consumidor cativo	R\$ 17,0 bi	30 anos: 2016 – 2045
Bônus de Outorga Leilão Aneel 1/2017 ⁵	Consumidor cativo	R\$ 11,05 bi	30 anos: 2018 – 2047
Total		R\$ 108,8 bi	

Fonte: Elaboração própria. Leilões Aneel 12/2015 e Leilão 1/2017. Voto Diretor Aneel AP 28/2016 (peça 22). Site CCEE.

Notas: 1. Dados em valores reais. 2. Incluídas atualizações e remunerações. 3. Não inclui a projeção de gasto para períodos posteriores a mar/2017. 4. RBO de R\$ 2,31 bi/ano, por 30 anos, em valor real. 5. RBO de R\$ 1,34 bi/ano, por 30 anos, em valor real.

79. Na prática, o valor é ainda maior do que a estimativa dos R\$ 108,8 bilhões (em valores reais) porque o custo do risco hidrológico de R\$ 18,5 bilhão considerado na Tabela 6 se refere ao montante já foi apurado para o período entre 2015 e março de 2017 (último dado disponibilizado pela CCEE). A estimativa não contempla o montante que será gasto nos próximos anos, lembrando que a transferência ao consumidor do risco hidrológico que antes estava com o concessionário gerador trata de uma política sem previsão de término. A estimativa também não inclui, em razão de ainda não terem sido calculados pela Aneel, os valores de indenização que terão de ser pagos por investimentos não depreciados e que não estavam previstos nos projetos básicos de pelos menos 34 usinas geradoras, e que foram objeto de novas concessões (Leilões 1/2014, 2/2015 e 1/2017), conforme mencionado em seção específica deste relatório.

80. Sobre o papel ocupado pela modicidade tarifária nos processos de concessão de serviço público, o Exmº Sr. Ministro José Múcio, no voto condutor do Acórdão 2.526/2015-TCU-Plenário (TC 023.134/2015-1), que avaliou o primeiro estágio de fiscalização do último leilão de concessão de usinas de geração elétrica não prorrogadas com base na Lei 12.783/2013 (Leilão 12/2015), destaca que:

Não obstante, o papel do Tribunal em todo este processo (...) está sendo crucial para que a modelagem final das concessões não se desvirtue da busca pela melhor proposta para a Administração, que deve ser entendida como dois vetores: o valor que se espera arrecadar com as concessões, estimado em R\$ 17 bilhões, e a modicidade tarifária.

81. O Exmº Sr. Ministro Raimundo Carreiro, ao proferir o voto condutor do Acórdão 976/2008 – TCU – Plenário (TC 007.893/2006-4), por meio do qual o TCU avaliou os quatro estágios de fiscalização da concessão de linhas de transmissão de energia elétrica, consigna que:

Como já foi dito [...], a RAP [Receita Anual Permitida], por ser parcela da tarifa de energia elétrica paga pelos consumidores, há de ser equilibrada. De um lado, não pode ser excessivamente baixa, a ponto de frustrar o Leilão por falta de interessados - o que colocaria em risco o fornecimento de energia no país - já que a RAP ofertada pelos licitantes não pode ser maior do que a RAP definida pela Agência. De outro lado, não pode ser excessivamente alta a ponto de comprometer a modicidade tarifária, o que geraria impactos negativos no custo de vida da população e na competitividade dos produtos nacionais.

82. Outro motivo que corrobora com a conclusão da necessidade de avaliação de impacto de médio e longo prazos no setor elétrico e no cenário fiscal é o fato de que, conforme registrado na

Nota Técnica 34/2016/STN/SEAE/MF-DF do Ministério da Fazenda (peça 8, item não digitalizável, p. 3-4), o modelo de leilão derivou de uma opção de alocar ao contribuinte, em detrimento do consumidor de energia elétrica, a denominada “renda hidráulica” das quatro UHEs a serem licitadas. Entende-se que tal raciocínio deve ser levado na devida conta.

83. Impende relembrar, para tanto, que a renda hidráulica corresponde à renda extraordinária decorrente da diferença entre os custos de geração das usinas já amortizadas e depreciadas (basicamente GAGs e encargos) e o preço de equilíbrio de mercado. Na visão do Ministério da Fazenda, o preço de equilíbrio do mercado seria aquele condizente com o custo marginal da expansão do sistema elétrico.

84. O método para estimativa da bonificação pela outorga deste leilão baseia-se em um fluxo de receitas que considera, além de 30% da energia a livre dispor do empreendedor (adotado como referência a possibilidade de comercialização no mercado livre), 70% da energia comercializada com consumidores cativos tendo por referência o preço de energia nova (o qual inclui, por definição todo o custo advindo da construção de uma nova usina). Com isso, o preço de referência sinaliza ao consumidor cativo o preço equivalente a realização de novos investimentos para implantação da infraestrutura de geração.

85. Nessa linha, a valoração das receitas esperadas com o mercado regulado (ACR) levou em conta o preço médio de energia de contratos com duração de trinta anos que, realizados alguns ajustes metodológicos, resultou no valor de R\$ 137,60/MWh:

III.2 Energia Alocada no ACR – Cotas

13. Para a valoração da receita a ser obtida com a venda dessa parcela de energia, utilizou-se a tarifa de referência sugerida pela Aneel e encaminhada ao MF através do Ofício SE-MME nº 42, cujo valor baseia-se no preço médio da energia hidrelétrica vendida no mercado regulado. Para obtenção deste preço de referência, a Aneel calculou a média ponderada dos preços de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) de energia nova de usinas hidrelétricas vigentes em novembro de 2016, a qual resultou no valor de R\$ 143,41/MWh.

14. Sobre este valor, no entanto, a Aneel entende necessário subtrair o risco hidrológico – estimado pela Agência em R\$ 11,23/MWh para 2017 – uma vez que no ambiente de CCEAR o risco hidrológico é assumido pelo gerador, enquanto sob o regime de cotas, presente caso, este é assumido pelo consumidor.

15. Ainda, como a modelagem financeira das concessões considera o fluxo de caixa em valores reais de 2018 e a tarifa de referência da Aneel tem como base valores de final de 2016, entendemos necessário também atualizar monetariamente a tarifa sugerida pela Aneel pela inflação esperada para 2017.

16. Desse modo, a tarifa de referência proposta pela Aneel, após os ajustes descritos nos parágrafos 14 e 15, quais sejam, subtração do risco hidrológico e atualização monetária pelo IPCA esperado de 2017, resulta no valor R\$ 137,60/MWh, sendo que esse valor já inclui o pagamento de PIS/COFINS.

86. Entendido o método de precificação, resgata-se que o preço da energia comercializada em cotas nas UHEs prorrogadas nos moldes da MP 579/2012, que leva em conta que os ativos das usinas estão totalmente amortizados e depreciados, está na ordem de R\$ 60,00/MWh, conforme esclarecimento prestado em reunião entre esta Unidade Técnica e os gestores do MME, Aneel, MF e MP (peça 13).

87. Ao se utilizar a referida tarifa do ACR de R\$ 60,00 na planilha de fluxo de caixa do Leilão 1/2017, ao invés dos R\$ 137,60/MWh fixados como um sinal de preço neste leilão, constatou-se que o valor do bônus pela outorga que zera o Valor Presente Líquido (VPL) alcança o montante de R\$ 4,52 bilhões. Esse seria, portanto, o valor associado à renda hidráulica. A diferença entre esses R\$ 4,52 bilhões e os R\$ 11,06 bilhões previstos no Ato Justificatório, isto é, algo como **R\$ 6,5 bilhões** estão associados a uma renda financeira.

88. A depender do agente, nos moldes propostos, a renda financeira tem diferentes perspectivas: para a União, possibilitará a formação de caixa para fazer frente ao déficit fiscal; para

o empreendedor vencedor no leilão, assemelha-se a uma aplicação em renda fixa, pois terá investido um valor inicial (o bônus pela outorga) em troca de uma rentabilidade expressa pelo custo de capital do negócio que, por conceito, já se encontra livre de riscos; para o consumidor, se constituirá em uma dívida a ser paga nos próximos 30 anos.

89. Reconhece-se que a estratégia de sinal de preços materializada neste leilão, com a adoção de um preço de energia nova, ao invés do preço de energia para usina existente (o qual é muito mais baixo), encerra um debate importante, tendo em vista que o Brasil ainda necessita expandir seu parque de geração. No entanto, e para esse ponto chama-se novamente a atenção, fato é que esse sinal de preço, do qual decorre uma tarifa mais elevada, em nada tem relação com a expansão do parque de geração de energia elétrica, pois não há sequer previsão de que a parcela da bonificação que extrapola a renda hidráulica *stricto sensu* (algo como **R\$ 6,5 bilhões**), seja utilizada no setor elétrico.

90. Do ponto de vista da sustentabilidade do setor, o sinal de preço dissociado da perspectiva de investimentos no setor elétrico pouco se diferencia do contexto do passado vivenciado no Brasil em que tarifas administradas (subestimadas) afastaram investimentos, tendo como uma das consequências mais difundidas o apagão e o racionamento de energia elétrica de 2001.

91. Considerando o exposto, em particular o fato de que:

a) ainda existem concessões de usinas de geração não prorrogadas com base na Lei 12.783/2013;

b) a probabilidade de nova sequência de leilões de concessão de usinas de geração existentes e operantes, como decorrência da denominada proposta de “descontização e privatização” externada pelo governo junto à Consulta Pública MME 33/2017, publicada em 5/7/2017, que trata de alterações do marco legal do setor elétrico (peça 23);

c) com a eventual realização deste Leilão 1/2017, o critério de maior bonificação pela outorga já terá sido adotado, em dois leilões sucessivos de concessões de UHEs existentes;

d) os consumidores de energia elétrica já terão de arcar com o custo de, pelo menos, cerca de R\$ 97,8 bilhões nos próximos anos em decorrência de outras políticas e decisões governamentais, mais os R\$ 11,05 bilhões previstos neste Leilão 1/2017 como Bonificação pela Outorga; e

e) nesse cenário, o uso crescente de modelos de leilão focados no aumento da arrecadação governamental, custeado pelo consumidor de energia elétrica, eleva o risco de afronta à modicidade tarifária prescrita no § 1º do art. 6º da Lei 8.987/1995 (Lei de Concessões),

propõe-se determinar que, para os próximos leilões de concessão de UHEs existentes e em operação, a modelagem do leilão seja precedida das seguintes avaliações:

a) avaliação dos impactos de médio e longo prazos para o consumidor de energia elétrica e para a sustentabilidade do setor elétrico para os diferentes cenários de critério de julgamento da licitação previstos em lei e seus respectivos parâmetros técnicos e econômicos de leilão;

b) avaliação de custo-benefício de outras possibilidades de financiamento do Tesouro Nacional, na hipótese de uso do critério de bonificação pela outorga;

c) avaliação contendo o efeito agregado do impacto financeiro para consumidores advindo do critério de julgamento escolhido para o leilão combinado com o de outras decisões e políticas setoriais.

92. Quanto à forma de pagamento dos valores de bonificação pela outorga, relembre-se que o Leilão adotou o pagamento à vista, no ato de assinatura do contrato.

93. Ressalta-se que não foi possível concluir, com base na documentação encaminhada a esta Corte de Contas, em que medida tal forma de pagamento, combinada com a exigência de altos

valores mínimos de bonificação (Lote A, no valor mínimo de R\$ 6,75 bilhões, e Lote B, no valor mínimo de R\$ 4,32 bilhões) pode efetivamente reduzir a competitividade no leilão, devido a eventual escassez de agentes com capacidade econômica para pagar a bonificação pela outorga nessas condições, considerando a atual crise econômica brasileira.

94. Na Audiência Pública Aneel 26/2017, consta, no entanto, contribuição de instituição bancária (o Banco Santander) que sugere, inclusive, adiar em 30 dias a data para a realização do pagamento, com vistas a aumentar a competição e mitigar o forte obstáculo à captação de recursos com terceiros causado pela opção do pagamento à vista, no ato da assinatura do contrato de concessão (peça 24):

Compreendemos que a definição do pagamento no mesmo ato da assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO foi realizada pelo próprio Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e este tema não compete apenas a ANEEL.

Todavia, em prol do sucesso do certame através do aumento da competição e busca pela modicidade tarifária, cabe destacar que tal definição cria um forte obstáculo para captação de recursos de terceiros através de instituições financeiras e/ou mercado de capitais, local ou internacional, para complementar o financiamento do pagamento da BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA além dos recursos próprios da PROPONENTE, consequentemente diminuindo o universo de eventuais PROPONENTES que dispõem de recursos próprios suficientes para tal pagamento.

Para oferecer um financiamento, credores (instituições financeiras e/ou mercado de capitais) exigem garantias para mitigar o risco de crédito e aumentar a probabilidade de recuperação dos recursos emprestados em caso de inadimplemento por parte do tomador. No caso do financiamento da BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA, os únicos ativos ou bens que uma eventual PROPONENTE pode oferecer aos credores são os direitos emergentes da concessão e os direitos creditórios oriundos da alocação de COTAS de garantia física a DISTRIBUIDORAS, que representam a expectativa de recebimento no futuro de receitas necessárias para operação dos ativos concedidos.

Caso o pagamento da BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA seja exigido no mesmo ato de assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO, conforme atualmente contemplado pelo EDITAL, juridicamente não será possível realizar a constituição de tais garantias pelos eventuais credores antes deste ato, de forma a viabilizar recursos para o pagamento, pois os referidos direitos emergentes /creditórios ainda não existirão.

A sugestão realizada [pagamento 30 dias após a assinatura do contrato] busca criar um horizonte temporal mínimo para que a documentação das garantias a serem constituídas possa ser celebrada e devidamente aperfeiçoada nos termos legais, incluindo registro nos cartórios competentes, e desta maneira viabilizar o desembolso de recursos de eventuais credores para viabilizar o pagamento da BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA pela PROPONENTE.

95. Esta Unidade Técnica questionou o fato em diligência ao MME (peça 4, p. 2) e o assunto foi novamente tratado em reunião com equipe técnica e gestores do MME, MF, Aneel e MP (peça 13).

96. A visão externada pelo MF, acostada à peça 21, foi no sentido de que o pagamento à vista no ato da assinatura do contrato de concessão contribui para a seleção de agentes mais qualificados e minimiza o risco de inadimplemento do novo concessionário, conferindo maior previsibilidade às receitas da União. Além disso, entende que a opção escolhida elevaria o incentivo à permanência do concessionário, seu comprometimento com a boa operação do ativo e contribuiria para a garantia da estabilidade no suprimento de energia elétrica ao SIN. Por fim, ressaltou que o pagamento integral à vista, quando comparado à forma de pagamento fixada no Leilão de 2015 (65% do valor à vista e 35% após 180 dias), não impactaria de maneira relevante a atratividade do certame.

97. Questionados ainda se havia algum levantamento sobre a quantidade de potenciais interessados no leilão nessas condições ou se o governo já havia sido realizado *roadshow* do leilão, ambas as respostas foram negativas. Apesar disso, foi informada a expectativa de realização de *roadshow* após a publicação do edital de licitação.

98. Impende frisar que, além dos motivos expostos pelo MF, a definição sobre a forma de pagamento à vista no ato de assinatura do contrato de concessão, conforme já mencionado anteriormente, levou em conta ainda a premissa de que o ingresso da receita advinda do pagamento de bonificação pela outorga ocorresse até 10/11/2017, como meio de cumprir a meta fiscal do exercício de 2017.

99. Chama-se a atenção, no entanto, que a adoção de forma de pagamento com parcelas mais espaçadas pode contribuir para o aumento da competitividade do leilão, do qual podem resultar valores de ágio na bonificação pela outorga, o que poderia favorecer, inclusive, o intento governamental de que o Leilão 1/2017 ajudasse na performance de arrecadação federal.

100. De toda forma, quanto a este ponto, **propõe-se recomendar** que o poder concedente, após a análise das contribuições recebidas na AP Aneel 26/2017, bem como das novas considerações a serem recebidas em seu *roadshow*, programado para depois da publicação do edital de licitação, reavalie se persiste, em sua visão, a conveniência de manter o pagamento à vista do valor de bonificação pela outorga, no ato de assinatura do contrato de concessão, dado o risco de diminuição da quantidade de ofertantes em leilão.

1.1.2. Do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

101. A taxa de desconto do fluxo de caixa do projeto foi definida pelo método *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, conforme Nota Técnica 10/2017/STN/SEAE/MF-DF (peça 8, pp. 55-64). A taxa é calculada com base na ponderação dos custos de capital próprio e de terceiros na proporção de sua participação no capital do empreendimento.

102. A Nota Técnica descreve a equação utilizada para determinação do modelo; as premissas e parâmetros adotados na obtenção da estrutura de capital; a obtenção do custo do capital próprio, com base na metodologia CAPM; e a obtenção do custo de capital de terceiros, a partir da Taxa Preferencial Brasileira (TPB) e da taxa média de debêntures emitidas por empresas do setor elétrico brasileiro negociadas no mercado secundário.

103. O valor obtido no cálculo foi um custo de capital de 8,08%, a.a., deduzidos os tributos. O valor é menor do que a taxa de 9,04% estabelecida para o último leilão de UHEs não prorrogadas, realizado em 2015 (Leilão 12/2015, TC 023.134/2015-1).

104. O MME, na qualidade de Poder Concedente das concessões ora em análise, considerou que os cálculos formulados pelo Ministério da Fazenda para este leilão indicam uma percepção de melhora no cenário econômico brasileiro e, em consequência dos custos financeiros (peça 8, item 6 não digitalizável, p. 9).

105. Constatou-se inconsistências na apuração do custo de capital do presente leilão, com impacto provável relevante em sua estruturação econômico-financeira e em seus resultados.

106. A primeira inconsistência se deve ao fato de o conjunto de premissas e de parâmetros adotados no cálculo do WACC não distingue, em nenhum momento, se o negócio modelado (a concessão do serviço público de geração de energia elétrica) envolve usinas existentes, operantes e amortizadas ou usinas a serem construídas. Consiste, na prática, modelagem aplicável tanto para um tipo de negócio, quanto para o outro, resultando dele um valor de WACC idêntico, o que não faz sentido.

107. Afinal, no caso de usinas existentes, operantes e amortizadas não estão presentes alguns riscos tipicamente encontrados na implantação de novas usinas.

108. Em usinas existentes, operantes e amortizadas não há risco de construção (riscos associados ao projeto da usina, à sua execução, ao atraso de fornecedores ou de elevação de custos de produtos e de mão-de-obra, por exemplo). Também é praticamente nulo o risco ambiental, já que, em se tratando de usinas que já estão operando há muito tempo, resta apenas renovações de licenças ambientais de operação.

109. Por outro lado, o vasto histórico de fiscalizações desta Corte de Contas demonstra que, nos casos de implantação de novas usinas hidrelétricas, os riscos de construção e ambiental têm-se

concretizado na prática, são frequentes e de alto impacto. A título de exemplo, relembra-se os recorrentes casos de dificuldade de instalação da usina próximas a reservas indígenas e a outras comunidades tradicionais que acabam prolongando a data de entrada em operação da usina e postergando o recebimento da receita esperada pelo empreendedor.

110. Uma segunda inconsistência diz respeito ao fato de que, em outro aspecto da estruturação geral do leilão, o modelo considerou que as condições de financiamento dos potenciais interessados seriam substancialmente favoráveis neste Leilão 1/2017, em comparação com outros leilões de concessões, justamente por envolverem usinas existentes, operantes e amortizadas. O entendimento consta do esclarecimento do Ministério da Fazenda acessível à peça 21, p. 4:

3. Em relação à capacidade de financiamento dos potenciais interessados no certame para fins de pagamento da BO, entendemos que as condições são substancialmente mais favoráveis nesse caso, quando comparado com outros leilões de concessões. Isso porque trata-se de um ativo já existente, operante e amortizado, cuja concessão não contempla:

- risco de demanda (à exceção da parcela da energia destinada ao mercado livre, equivalente a 30% do total);
- risco de construção;
- risco ambiental;
- risco de sobrepreço na construção;
- risco hidrológico (à exceção da parcela da energia destinada ao mercado livre, equivalente a 30% do total).

4. Assim, verifica-se que o projeto em questão se assemelha a um investimento de renda fixa, no qual há um aporte de recursos inicial e um retorno com baixo risco de frustração. Tal característica representa condições vantajosas para a obtenção de financiamento dos interessados junto ao mercado de crédito, fato que tende a favorecer a competição no certame.

111. Ocorre que, nessa linha de raciocínio, em que o objeto do Leilão 1/2017 está livre de vários riscos relevantes, não caberia uma precificação do custo de capital que despreza essa condição, razão pela qual propugna-se o seu aperfeiçoamento. Tal proposta de aperfeiçoamento ampara-se no princípio de que, quanto menor o risco associado ao negócio leilado, menor deve ser a respectiva remuneração ao investidor.

112. Ressalta-se, por ser oportuno, que, tendo em vista a teoria sob o qual se sustenta a metodologia do WACC, o cálculo do custo de capital é dependente da disponibilidade de dados e de séries históricas adotados como dados de entrada do modelo. Além disso, reconhece-se que a busca por uma maior especificidade de um modelo traz consigo uma nova configuração de variáveis, de parâmetros e de *proxys*, com dados de entrada a serem coletados e simulados, o que pode consumir algum tempo.

113. Dessa forma, **propõe-se determinar** que o Poder Concedente se abstenha de utilizar em próximas licitações de concessão de usinas hidrelétricas existentes e em operação método de custo de capital que desconsidere o fato de que, nesse tipo de negócio, em oposição a negócios que preveem a construção de usinas, estão ausentes riscos relevantes, tais como riscos de construção e risco ambiental, o que tende a produzir valores de custo de capital distintos para os dois tipos de negócio mencionados.

I.1.2. Da participação social no modelo de leilão

114. Por meio da Audiência Pública-Aneel 26/2017, realizada exclusivamente por meio de intercâmbio documental, a Aneel submeteu minuta de Edital de Licitação e seus anexos aos comentários dos agentes do setor elétrico, consumidores e demais interessados da sociedade, visando a coleta de subsídios e aperfeiçoamentos (peça 6).

115. Conforme mencionado na introdução deste relatório, tais documentos ficaram disponíveis no site da Agência e o período de contribuições foi de 19/5/2017 a 18/6/2017, ou seja, por um prazo de trinta dias.

116. Até o encerramento deste relatório de fiscalização, a Aneel não havia divulgado o relatório de análise das contribuições apresentadas no âmbito da Audiência Pública 26/2017.

117. Segundo informação no Ato Justificatório do Leilão, também foi disponibilizado no âmbito da Audiência Pública, ainda em curso, um extenso rol de informações de cada Usina, organizados na forma de um *e-Data-Room*, por Lote, como subsídio à participação de interessados no leilão (peça 1, p. 7).

118. Por fim, aquele mesmo ato informa que seria assegurada a possibilidade de visitas técnicas às usinas hidrelétricas integrantes de seu objeto, nos termos de Despacho a ser publicado pela Aneel, por meio do qual divulgar-se-ão a disponibilidade de datas, a duração e as condições da visita técnica às instalações das centrais geradoras (peça 1, p.7).

119. A estimativa da Aneel constante do Ato Justificatório era publicar o edital da referida licitação, na modalidade leilão, no dia 25/07/2017, após o processamento das contribuições recebidas na referida Audiência Pública (peça 1, p. 1).

120. Ressalta-se que a AP Aneel 26/2017 se resumiu a colher sugestões de aperfeiçoamentos nas minutas de edital e do contrato de concessão. Ficaram de fora do debate com a sociedade e com agentes do setor elétrico aspectos importantes da proposta de nova concessão de UHE, tais como: o critério de julgamento da licitação, os valores mínimos de bonificação pela outorga, a forma de pagamento da bonificação pelo vencedor e o percentual de garantia física das usinas a ser destinado ao ACR. Todos esses elementos já haviam sido previamente definidos em Resolução CNPE 12/2017, em 12/5/2017, sem submissão prévia a consulta pública ou a audiência pública.

121. Constatou-se que essa ausência de debate fragilizou os ganhos de aperfeiçoamento que a Administração Pública objetivou auferir por meio da AP 26/2017, visto que seu escopo foi reduzido sensivelmente em termos de relevância e de abrangência do objeto submetido ao escrutínio público. Isso porque, aspectos essenciais à modelagem econômico-financeira do leilão, os quais inclusive determinam qual será o conteúdo das minutas de edital e de contrato, já estavam fixados.

122. Questiona-se, inclusive, qual seria o grau de liberdade que a Aneel teria para acolher contribuições que sugerissem modificar pontos estabelecidos em Resolução do CNPE, dada a repartição de atribuições e competências no procedimento licitatório que foi adotada pela Lei 12.783/2013.

123. Impende ressaltar também que, assim agindo, deixou-se de atender o art. 14 da Resolução PPI 1/2016, o qual prevê que os EVTEA de empreendimentos incluídos no PPI serão submetidos a consultas públicas antes de seu encaminhamento ao TCU, independentemente de ter sido realizada audiência pública das minutas de edital de licitação e do contrato:

Art. 14. Os Estudos de Viabilidade Técnica, Econômico-Financeira e Ambiental - EVTEA e a documentação jurídica relacionada ao empreendimento serão submetidos ao Conselho do PPI somente quando se mostrarem suficientemente consistentes e robustos.

§ 1º Os EVTEA serão construídos com base em premissas claras, objetivas e suficientemente adequadas para garantir a robustez e a consistência dos modelos, além de considerar a complexidade e as particularidades de cada projeto.

§ 2º Os EVTEA serão submetidos a consultas públicas antes de seu encaminhamento ao Tribunal de Contas da União.

124. Relembre-se, nesse contexto, que a previsão de se submeter os EVTEA à consulta pública amolda-se precisamente com a necessidade apontada pelo próprio governo federal junto aos “considerandos” da Resolução PPI 1/2016 os quais lhe servem como fundamentação conforme art. 50, §3º, da Lei 9.784/1999, qual seja, a necessidade de se aprimorar os estudos de modelagem econômico-financeira no processo de contratação de empreendimentos.

125. Além disso, verificou-se que a AP 26/2017 previu um prazo de 30 dias para o recebimento de sugestões dos potenciais interessados, ou seja, um prazo inferior aos 45 dias fixados como referência para audiências públicas que subsidiem processos licitatórios para a contratação de empreendimentos incluídos no PPI, conforme disposição do parágrafo único do art. 15 da Resolução PPI 1/2016:

Art. 15. As minutas do edital e do contrato e os seus anexos, referentes a cada empreendimento, serão submetidos a consulta pública pelo órgão ou pela entidade competente.

Parágrafo único. A consulta pública será divulgada na imprensa oficial e na internet, com a identificação do objeto, a motivação para a prorrogação, as condições propostas, entre outras informações relevantes, fixando-se, exceto se houver disposição em sentido contrário, o prazo mínimo de quarenta e cinco dias para o recebimento de sugestões dos potenciais interessados.

126. Destaca-se que, muito embora os ritos e as orientações estabelecidas na referida Resolução PPI 1/2016 não sejam vinculantes, conforme estabelecido em seu art. 2º, fato é que, também como decorrência desse dispositivo normativo, esses devem ser compreendidos como a regra geral a ser observada nas concessões de empreendimentos qualificados como de prioridade nacional:

Art. 1º Esta Resolução estabelece diretrizes gerais e estratégicas a serem adotadas pelos órgãos e entidades da administração pública federal no processo de contratação de empreendimentos públicos de infraestrutura do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República - PPI.

Parágrafo único. Para fins desta Resolução, considera-se processo de contratação as etapas de planejamento, licitação, celebração e acompanhamento dos empreendimentos a que ela se refere.

Art. 2º No processo de contratação dos empreendimentos públicos de infraestrutura de que trata o art. 1º, as autoridades competentes deverão observar, sempre que possível e desde que não haja norma específica que disponha em sentido contrário, os ritos e as orientações estabelecidos nesta Resolução, com vistas a homogeneizar os procedimentos básicos, as regras gerais e as diretrizes comuns aplicáveis aos projetos e setores envolvidos.

127. Dessa forma, **propõe-se recomendar** que o CNPE, em prol do aprimoramento dos estudos de modelagem econômico-financeira do processo de contratação de empreendimentos hidrelétricos incluídos no PPI e da efetividade do debate público em leilões de concessão de energia elétrica, realize, nos próximos leilões, consulta pública sobre os EVTEA dos empreendimentos e/ou dos parâmetros técnicos e econômicos norteadores do leilão, em acréscimo ao debate sobre as respectivas minutas de edital de licitação e de contrato de concessão, de conformidade com o disposto nos arts. 14 e 15 da Resolução PPI 1/2016.

I.1.2. Da indenização de investimentos realizados após o projeto básico

128. De acordo com o art. 8º da Lei nº 12.783/2013, o presente certame pode ser realizado sem a reversão prévia dos bens vinculados à atual concessão, cabendo a indenização ao atual concessionário referentemente aos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados:

Art. 8º. As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas, nos termos desta Lei, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 (trinta) anos.

§ 1º. A licitação de que trata o caput poderá ser realizada sem a reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.

(...)

§ 2º. O cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

129. Ainda que a realização do presente Leilão 1/2017 não dependa diretamente da indenização do atual concessionário, entende-se oportuno abordar o tema nesse primeiro estágio de fiscalização pelas razões que se passa a expor.

130. Em linha com o referido art. 8º da Lei 12.783/2013, o Poder Concedente, mediante cálculos da EPE, obteve os seguintes valores de indenização reproduzidos na Tabela 7:

Tabela 7: Valores de indenização das Usinas Hidrelétricas

Usina	Valor (R\$)	Base de referência de preços	Total não depreciado	Indenização (R\$)	Valor atualizado pelo IPCA (R\$) ¹
São Simão	5.809.755.840,00	dez/2015	4,19	243.598.750,00	261.409.574,28
Miranda	1.523.214.040,00	dez/2016	51,48	784.151.980,00	791.703.365,05

Fonte: Nota Técnica 9/2017-Assec (peça 8, item 6 não digitalizável. p. 10). Notas: 1. Valores atualizados pelo IPCA, de março de 2017.

131. Considerando os valores atualizados para maio de 2017 (pelo IPCA de abril), o MME estimou que o valor dos ativos a serem indenizados, nos termos dos arts. 9 e 10 do Decreto 7.805/2012, é de cerca de **R\$ 1,05 bilhão**. Do exame do referido dispositivo, constata-se que a referida indenização envolve os investimentos que constaram do Projeto Básico dos empreendimentos, elaborados à época da sua concessão (grifo nosso):

Art. 9º. A indenização do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados será calculada com base no Valor Novo de Reposição - VNR, e considerará a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação, até 31 de dezembro de 2012, em conformidade com os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

Parágrafo único. O valor da indenização será atualizado até a data de seu efetivo pagamento à concessionária.

Art. 10. Os estudos para a definição do VNR dos empreendimentos de geração de energia elétrica serão realizados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, a partir das informações do Projeto Básico do Empreendimento a ser fornecido à ANEEL pela concessionária de geração.

§ 1º. Os custos unitários utilizados nos estudos de que trata o caput serão obtidos a partir de banco de preços da EPE.

(...)

§ 3º. No projeto básico do empreendimento devem constar os quantitativos de materiais, equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, e serviços.

132. Contudo, conforme constou do Memorando 43/2017-SGT-SRG-SFF/Aneel, anexo ao Ofício 46/2017-DR/Aneel, o qual integrou o Ato Justificatório (peça 1, item 8 não digitalizável, p. 8-9), além dos investimentos supracitados, cabe indenizar também os investimentos descritos no art. 2º do Decreto 7.850/2013:

Indenizações por investimentos realizados após implantação do projeto básico

22. No tocante às indenizações de que trata o art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2013 [sic], referentes a investimentos realizados após a implantação dos projetos básicos das usinas hidrelétricas, esta Agência ainda não dispõe de qualquer estimativa, em razão dos fatores comentados nos parágrafos seguintes.

23. A Resolução ANEEL nº 596, de 19 de dezembro de 2012, dispõe que para a valoração será utilizada a mesma base de referência de custos unitários prevista no § 1º do art. 10 do Decreto nº 7.805, de 2012, base essa que está sob gestão da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

24. Ocorre que foi identificado que o referido banco de preços não atende às necessidades de valoração dos investimentos realizados ao longo da concessão, em especial os associados aos equipamentos eletromecânicos. A formatação do banco de preços é adequada à valoração de investimentos referentes à implantação de empreendimentos hidrelétricos (estudos de viabilidade e projeto básico), mas não modernizações, melhorias, etc., que são basicamente os investimentos realizados ao longo da concessão.

25. Nesse sentido, a ANEEL está avaliando outras formas para tratamento desses investimentos.

133. Questionada sobre o tema por esta equipe de auditoria (peça 4, p. 3), a Aneel informou, em resumo, que ainda está avaliando alternativas de solução e que, qualquer que seja a solução a ser proposta, será submetida a processo de audiência pública para obtenção de contribuições que possam aprimorar o resultado final (peça 12, p. 22).

134. Nota-se, pois, que apesar de já ter-se obtido a estimativa de indenização a ser efetuada para investimentos não depreciados constantes do projeto básico da usina (em torno de R\$ 1,05 bilhão, em maio de 2017), o cálculo da indenização referente aos investimentos realizados após o projeto básico ainda caracteriza questão em aberto, ainda pendente de providências administrativas e sem data prevista para conclusão.

135. Sobre o tema, chama-se a atenção para o histórico do processo que envolveu a indenização de ativos de concessões de transmissão de energia elétrica existentes em 31/5/2000 (os ativos denominados de RBSE), os quais deveriam ser pagos pela União em decorrência da prorrogação de suas concessões, conforme estabelecido na MP 579/2012, de 12/9/2012. Naquele caso, havia, similarmente ao que ocorre com a indenização de concessões de geração, indefinições relevantes, que comprometiam o avanço do processo de cálculo e de pagamento. Entre essas indefinições, estavam a identificação dos ativos integrantes da base de remuneração e as condições de pagamento dessas indenizações. Levou-se mais de três anos e meio entre a data de edição da MP 579/2012 (em 12/9/2012) e a data de expedição da Portaria-MME 120/2016 (em 20/4/2016), até que o Poder Concedente definisse as condições para a realização do pagamento dessas indenizações. A data de início do pagamento ficou prevista para o ano seguinte, em 2017.

136. Tais indefinições, associadas ao tempo prolongado de decisão, e a expectativa de valores bilionários na indenização motivou a interposição de diversas ações administrativas e judiciais por parte de concessionários de geração, o afastamento de grupos econômicos de vários leilões de transmissão seguintes, assim como o agravamento da delicada situação econômico-financeira do Grupo Eletrobras à época (este último tema tratado no TC 030.656/2015-0), aumentando a instabilidade setorial.

137. Com base no exposto, em particular no histórico recente do processo de indenização de ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31/5/2000, **propõe-se recomendar** que a Aneel dê tratamento célere à busca da solução mais adequada para a valoração das indenizações de que trata o art. 2º do Decreto 7.850/2012, referentes a investimentos realizados após a implantação dos projetos básicos das usinas hidrelétricas, de modo a minimizar o risco de judicialização no setor e de eventual aumento no montante a ser pago em razão de atualizações ou correções monetárias.

1.2. Análise da viabilidade técnica das concessões

138. Inicialmente, ressalta-se que o presente leilão objetiva conceder o direito de operar e manter usinas hidrelétricas existentes, que já estão em funcionamento.

139. O Ato Justificatório resume as principais características técnicas e operativas dessas usinas, descrevendo os níveis de reservatório, as vazões, a garantia física, o tipo e a potência das turbinas, a tensão de fornecimento de energia e a potência dos geradores, a especificação do sistema de transmissão de interesse restrito da UHE e sua conexão à Rede Básica, bem como a descrição dos serviços ancilares a serem prestados (peça 1).

140. Constatou-se, adicionalmente, que as usinas a serem licitadas já passaram por processo de revisão de suas garantias físicas. Os novos valores, definidos mediante a Portaria MME 178/2017, passam a vigor em 1º/1/2018. Sobre esse ponto, ressalta-se que tal revisão, em momento anterior à assinatura do contrato de concessão, é oportuna e salutar, na medida em que dá mais segurança ao investidor sobre a máxima quantidade de energia que as usinas estarão autorizadas a comercializar e, conseqüentemente, maior previsibilidade sobre a sua expectativa de receita, reduzindo, também riscos de eventuais disputas judiciais.

141. Além disso, os índices de indisponibilidade eletromecânica de cada usina foram definidos nos termos da Resolução Aneel 541/2013 e consta que deverão ser mantidos ou melhorados.

142. Quanto aos investimentos a serem executados ao longo das concessões, o inciso XI da Cláusula Décima da minuta de contrato de concessão, submetido à Audiência Pública Aneel 26/2017, estabelece para as futuras concessionárias a obrigação de realizarem os investimentos necessários a fim de garantir a qualidade e a atualidade da produção de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão.

143. Nesse mister, a minuta do contrato assim define ampliação e melhoria:

AMPLIAÇÃO - compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalação de geração existente ou a adequação dessa instalação, visando aumento da capacidade de geração, conforme regulamento.

MELHORIA - compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamento em instalação de geração existente, ou a adequação dessa instalação, visando manter a prestação de serviço adequado de geração de energia elétrica, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, e regulamentação específica.

144. Por fim, importa frisar que está prevista a realização de investimentos em melhoria nessas usinas. A principal justificativa para a necessidade de melhoria é que se tratam de empreendimentos antigos (a maioria com mais de 40 anos da entrada em operação) e que, em muitos casos, precisarão passar por processo de revitalização para garantir a qualidade e atualidade da produção de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação. A realização de tal investimento será coberta por uma parcela própria da receita anual de geração (RAG) do concessionário.

145. Do exame da documentação encaminhada, e considerando as condições de realização dessa fiscalização (escopo, prazo e procedimentos aplicados), não foram identificadas irregularidades no tocante à viabilidade técnica que pudessem ensejar proposta de intervenção desta Corte de Contas.

II.3. Análise relativa aos estudos de impacto e de licenciamento ambiental e aos custos socioambientais associados

146. Os empreendimentos já se encontram em operação comercial. Porém, para todos eles, à exceção da UHE Miranda, a licença de operação vencerá ainda nos primeiros seis anos da concessão. Para a UHE Miranda, apesar de sua Licença de Operação ter vencido, sua revalidação já foi requerida, estando pendente de decisão do órgão ambiental.

147. A data de término da licença de operação dos empreendimentos é mostrada na Tabela 8.

Tabela 8: Data de término da Licença de Operação

Usina	Licença de Operação Vigente	Data de Término
UHE São Simão	Licença de Operação 569/2006-IBAMA – 1ª Renovação, de 27/12/2012.	27/12/2022
UHE Jaguará	Licença de Operação 1.191/2013- IBAMA, de 04/10/2013.	04/10/2023
UHE Miranda	Licença de Operação – COPAM/MG 112, de 09/03/2005, renovada por 1 ano pela SUPRAM, em 08/01/2009.	11/02/2012 ¹
UHE Volta Grande	Licença de Operação 1.369/2017- IBAMA, de 14/02/2017.	14/02/2023

Fonte: Ato Justificatório do Leilão (peça 1, p.11). Notas: (1) A revalidação da licença foi requerida em 11/11/2011.

148. Importante ressaltar que esta Unidade Técnica, quando do exame do primeiro estágio do Leilão 12/2015 (TC 023.134/2015-1), com o propósito de verificar a alocação dos riscos associados às eventuais exigências para o licenciamento ambiental, dirigiu questionamento à Aneel.

149. Em resposta, a Aneel informou que, conceitualmente, a parcela da GAG associadas aos custos de manutenção e operação inclui o custeio de ações requeridas para o licenciamento

ambiental, conforme exigências da administração pública, cabendo ao agente os respectivos riscos. Ressalvou, porém, que no caso de as tais exigências demandarem investimentos, esses poderão ser considerados na base de remuneração (TC 023.134/2015-1, peça 25, p.14).

150. Neste ponto, destaca-se que a definição de GAG e das parcelas que a compõem são idênticas à adotada no Leilão 12/2015, o que permite concluir sobre o mesmo tratamento a ser dado em caso de eventuais exigências para o licenciamento ambiental.

151. Isto posto, não foram detectadas inconformidades que pudessem ensejar proposta de intervenção desta Corte de Contas acerca dos estudos de viabilidade ambiental referentes ao Leilão - Aneel 1/2017.

CONCLUSÃO

152. Este processo foi constituído para acompanhamento do primeiro estágio do Leilão Aneel 1/2017, referente à licitação para a outorga de quatro usinas hidroelétricas em operação, conforme estabelece o art. 7º, inciso I, da IN - TCU 27/1998.

153. Quanto ao prazo, a entrega da documentação somente se completou em 23/6/2017. Portanto, caso o edital seja publicado antes de 24/8/2017, poderá configurar-se descumprimento formal do art. 8º da referida IN. Contudo, caso confirmada essa hipótese quando do acompanhamento do 2º estágio previsto na referida IN, pode-se, desde logo, antecipar que, caso o edital publicado antes da referida data não contenha alterações que impactem os estudos de viabilidade objeto desta instrução, entende-se que não haverá prejuízo efetivo ao tempestivo exame da matéria pelo TCU.

154. Na análise do primeiro estágio, no que se refere à avaliação econômica, o valor mínimo de bonificação para o conjunto de lotes do leilão foi definido pelo CNPE, em sua Resolução CNPE 12/2017, com base em sugestão formulada pelo Ministério da Fazenda. O cálculo do valor de RBO (Retorno de Bonificação pela Outorga) foi calculado pela Aneel a partir de informações do MF, da referida Resolução e de outros dados setoriais, dentre eles o preço médio da energia elétrica.

155. O leilão prevê investimentos de cerca de R\$ 3 bilhões em melhorias nas usinas, as quais se encontram em operação há várias décadas (a maioria com mais de 40 anos da entrada em operação). Na visão do MME, tais usinas precisarão passar por processo de revitalização para garantir a qualidade e atualidade da produção de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação.

156. O critério de julgamento de licitação adotado, ou seja, a forma de seleção do proponente vencedor, é o de maior bonificação pela outorga, conforme previsto na Lei 12.783/2013. O valor mínimo de bonificação pela outorga, para o total lotes, é de R\$ 11,05 bilhões. Propostas no leilão que superem o valor mínimo de bonificação do lote não serão repassados à tarifa de energia.

157. Chama-se atenção para o fato de que o pagamento de bonificação pela outorga implica um acréscimo de cerca de R\$ 1,3 bilhões/ano, de ônus ao consumidor do mercado cativo (em regra, consumidores residenciais e pessoas físicas), que persistirá pelos próximos trinta anos. Não há, tal como não houve no último leilão realizado (Leilão 12/2015), qualquer garantia de que tal recurso financeiro retorne ao setor elétrico, sequer para custear os cerca de R\$ 1,05 bilhão (a preços de maio de 2017) já estimados pela Aneel como uma das duas indenizações que ainda terão de ser feitas ao antigo titular da concessão dessas usinas, em razão de haver saldo de ativos não amortizados das usinas ora leiloadas.

158. Somando-se a previsão de pagamentos do Leilão anterior com os que foram previstos para este leilão, constata-se que o consumidor de energia elétrica do mercado cativo terá de arcar com cerca de R\$ 3,65 bilhões por ano, durante um período de 28 anos, ou seja, até o ano de 2045. Depois disso, o valor anual cai para 1,34 bilhão, mas persiste por mais dois anos, até o ano de 2047. Ressalta-se, pois, tratar-se de valores expressivos.

159. Similarmente ao que se deu no último leilão, a modelagem do Leilão 1/2017 constitui, na prática, empréstimo ao Tesouro Nacional custeado pelo consumidor de energia elétrica do mercado cativo, pago durante trinta anos. Dessa vez, à taxa de 8,08% ao ano.

160. Alertou-se ainda nesta instrução que o processo de escolha do critério de julgamento da licitação não foi acompanhado de uma avaliação de impacto de médio e longo prazos no setor elétrico e no cenário fiscal. Isso porque o objetivo maior, que norteou praticamente todas as decisões neste leilão, foi obter arrecadação que ajudasse a cumprir a meta de déficit fiscal do governo para o exercício de 2017, por ele avaliado em cerca de R\$ 139 bilhões negativos.

161. Concluiu-se que a falta dessa avaliação impede que o governo federal apure se realmente vale a pena, dentre outras consequências da decisão, prejudicar a modicidade tarifária prescrita no art. 6º, §1º, da Lei de Concessões (Lei 8.987/1995) em R\$ 1,34 bi/ano, pelo longo período de trinta anos, em nome da meta fiscal de apenas um único exercício. A decisão também não levou em conta o fato de que outras políticas e decisões recentes de governo já custarão ao consumidor de energia elétrica, em valores reais, pelo menos, R\$ 108,8 bilhões.

162. Constatou-se inconsistências na apuração do custo de capital do presente leilão, com impacto provável em sua estruturação econômico-financeira e em seus resultados, na medida que o cálculo da metodologia WACC adotado pelo Ministério da Fazenda não considera que estão ausentes determinados riscos de negócio em concessões de usinas existentes e operantes, tal como a ausência de risco de construção e de risco ambiental.

163. Ainda assim, tendo em vista a teoria sob o qual se sustenta a metodologia do WACC, reconheceu-se que o cálculo do custo de capital é dependente da disponibilidade de dados e de séries históricas adotados como dados de entrada do modelo. Além disso, a busca por uma maior especificidade de um modelo traz consigo uma nova configuração de variáveis, de parâmetros e de *proxys*, com dados de entrada a serem coletados e simulados, o que pode consumir algum tempo.

164. Constatou-se, também, fragilização no debate público acerca da proposta e resultados do leilão. A única Audiência Pública realizada admitiu contribuições em prazos inferiores às diretrizes estabelecidas para o Programa de Parceria de Investimentos (PPI) da Presidência da República e se resumiu a colher sugestões sobre as minutas de edital e do contrato de concessão. Ficaram de fora do debate os aspectos mais importantes da proposta de nova concessão, tais como: o critério de julgamento da licitação, os valores mínimos de bonificação pela outorga, a forma de pagamento da bonificação pelo vencedor e o percentual de garantia física das usinas a ser destinado ao ambiente de contratação regulada (ACR). Todos esses elementos já haviam sido definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (Resolução CNPE 12/2017), sem qualquer participação pública, situação que, novamente, contraria as diretrizes estabelecidas pelo próprio governo como marco da nova política pública que sustentou a criação do PPI.

165. Verificou-se, ainda, que há estimativa de R\$ 1,05 bilhão (a preços de maio de 2017) a ser pago ao antigo concessionário detentor da outorga das usinas ora leiloadas. Porém, ainda falta definir método de valoração para uma outra parcela de indenizações, a qual ainda se encontra em desenvolvimento pela Aneel (a indenização sobre investimentos não incluídos nos projetos básicos das usinas). Trata-se de questão em aberto, ainda pendente de providências administrativas e sem data prevista para conclusão, mas que atinge todos os demais casos de usinas geradoras prorrogadas com base na MP 579/2012 ou com prazo de concessão vencidos, portanto além das quatro UHEs objeto deste leilão 1/2017.

166. Em função dessas constatações envolvendo aspectos relacionados à viabilidade econômica do leilão, foram propostas determinações e recomendações ao CNPE, ao MME e à Aneel.

167. Não foram detectadas inconformidades que pudessem ensejar proposta de intervenção do TCU acerca dos estudos de viabilidade técnica e de viabilidade ambiental.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

168. Ante todo o exposto, e tendo em vista a previsão de controle concomitante deste Tribunal de Contas da União em processos de concessões públicas federais, submetem-se os autos à consideração superior, propugnando, com fulcro no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU c/c o art. 7º, inciso I, da IN – TCU 27/1998, sua remessa ao Exmo. Senhor Ministro-Relator Aroldo Cedraz com a seguinte proposta de encaminhamento:

1) com fundamento no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, **determinar** ao Ministério de Minas e Energia, na qualidade de Poder Concedente, que:

1.1) nas próximas licitações de concessão envolvendo usinas geradoras de energia elétrica existentes e em operação, a modelagem técnica, econômica e financeira do leilão seja precedida das seguintes avaliações:

a) impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazos resultantes da licitação para o consumidor de energia elétrica dos mercados cativo e livre, bem como para a sustentabilidade do setor elétrico, nos diferentes cenários de critério de julgamento da licitação previstos em lei e seus respectivos parâmetros técnicos e econômicos de leilão;

b) na hipótese de adoção da maior bonificação pela outorga como critério de julgamento da licitação, custo-benefício, em termos econômicos e financeiros, de outras possibilidades de financiamento do Tesouro Nacional, que não a arrecadação mediante o uso do referido critério de bonificação pela outorga; e

c) efeito agregado dos impactos econômicos e financeiros para os consumidores dos mercados cativo e livre, advindos da combinação dos efeitos produzidos pela adoção do critério de julgamento escolhido para o leilão com os efeitos derivados de outras decisões e políticas setoriais de impacto;

1.2) se abstenha de utilizar nas próximas licitações de concessão de usinas hidrelétricas existentes e em operação metodologia de cálculo de custo de capital que desconsidere o fato de que, nesse tipo de negócio, contrariamente ao que ocorre em negócios que preveem a construção de novas usinas, não estão presentes riscos de negócio relevantes, tais como riscos de construção e risco ambiental, o que tende a produzir valores de custo de capital distintos para os tipos de negócio mencionados;

2) com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, **recomendar** ao Ministério de Minas e Energia, na qualidade de Poder Concedente, que, após a análise das contribuições recebidas na Audiência Pública Aneel 26/2017 e o recebimento de considerações apresentadas por potenciais investidores interessados junto ao *roadshow* do Leilão 1/2017 programado para ocorrer depois de publicado o respectivo edital de licitação, reavalie se persiste a conveniência de manter como forma de pagamento do Valor de Bonificação pela Outorga nesse leilão o pagamento integral à vista, no ato de assinatura do contrato de concessão, tendo em vista o risco de tais condições diminuam a quantidade de ofertantes em leilão;

3) com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, **recomendar** ao Conselho Nacional de Política Energética que, em conformidade com os arts. 14 e 15 da Resolução PPI 1/2016, e em prol do aprimoramento dos estudos de modelagem econômico-financeira do processo de contratação de empreendimentos hidrelétricos incluídos no Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) e da efetividade do debate público em leilões de concessão, realize, nos próximos leilões envolvendo tais empreendimentos consulta pública sobre os EVTEA da concessão e/ou dos parâmetros técnicos e econômicos norteadores do leilão, em acréscimo ao debate sobre as respectivas minutas de edital de licitação e de contrato de concessão;

4) com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, **recomendar** à Agência Nacional de Energia Elétrica dê tratamento célere à busca da solução mais adequada para a valoração das indenizações de que trata o art. 2º do Decreto 7.850/2012, referentes a investimentos realizados em usinas hidrelétricas e não incluídos em seus projetos básicos, de

modo a minimizar o risco de disputas judiciais e de aumento de valores a serem pagos pela União em razão de atualizações ou correções monetárias;

5) encaminhar cópia do Acórdão que vier a ser exarado nestes autos, bem como do Relatório e Voto que o fundamentarem à Agência Nacional de Energia Elétrica, ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Fazenda, ao Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, ao Conselho Nacional de Política Energética, à Secretaria do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República, à Casa Civil da Presidência da República, ao Senado Federal - particularmente à Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI) e à Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) - à Câmara dos Deputados - em especial à Comissão de Minas e Energia (CME) e à Comissão de Defesa do Consumidor (CDC) e à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal; e

5) restituir o presente processo à SeinfraElétrica para continuidade do acompanhamento do Leilão 1/2017 – Aneel, nos termos da Instrução Normativa – TCU 27/1998.

É o Relatório.