

Nota Técnica nº 135/2017-SGT/ANEEL

Em 17 de maio de 2017.

Processo: 48500.001997/2017-67

Assunto: Cálculo do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e do Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO) das usinas constantes do Leilão nº 01/2017 – denominado Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência de 2017.

I. DO OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica tem por objetivo apresentar os cálculos do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e do Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO) relativos ao Leilão nº 01/2017 de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, nos termos da Lei nº 12.783/2013.

II. DOS FATOS

2. A Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, permitiu a prorrogação, a critério do Poder Concedente, além das concessões de transmissão e distribuição de energia elétrica, das concessões de geração hidrelétrica no regime de cotas de garantia física de energia e potência, e determinou que as concessões não prorrogadas fossem licitadas na modalidade leilão ou concorrência.

3. A Portaria MME nº 117, de 5 de abril de 2013, estabelece as condições para prestação temporária do serviço de geração em regime de cotas de usinas hidrelétricas com concessão encerrada e ainda não licitadas.

4. A Portaria MME nº 123, de 17 de abril de 2013, estabelece diretrizes gerais a serem observadas pela ANEEL na elaboração dos editais e respectivos anexos dos leilões de concessões de usinas hidrelétricas de que trata o art. 8º da Lei n. 12.783/2013, incluindo os contratos de concessão e contratos de cotas de garantia física de energia e de potência.

Fl. 2 Nota Técnica nº 135/2017-SGT/ANEEL, 17/05/2017.

5. A Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015, convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, institui a bonificação pela outorga e alterou as Leis nº. 12.783/2013, nº 9.478/1997 e nº 12.431/2011.
6. A Portaria MME nº 384, de 18 de agosto de 2015, altera a Portaria MME nº 123/2013 e já incorpora a bonificação pela outorga nas diretrizes gerais para a realização de leilões de contratação de concessões de usinas hidrelétricas no regime da Lei nº 12.783/2013.
7. A Resolução Normativa nº 737, de 27 de setembro de 2016, aprovou a primeira versão do Submódulo 5.6 do PRORET: Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE.
8. A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, alterou o percentual da CFURH sobre o valor da energia elétrica produzida, a ser paga por titular de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico.
9. O Memorando nº 43/2017-SGT-SRG-SFF/ANEEL, de 24 de fevereiro de 2017 (Sic 48510.000244/2017-00), apresentou os subsídios para resposta aos Ofícios nº 36/2017-SE/MME, de 17 de fevereiro de 2017, e 37/2017-SE/MME, de 23 de fevereiro de 2017, que solicitou os parâmetros para estimativa de bonificação pela outorga decorrente de concessão de UHEs no exercício de 2017, nomeadamente as Usinas Hidrelétricas São Simão, Miranda, Volta Grande, Agro Trafo e Pery.
10. A Portaria MME nº 133, de 4 de abril de 2017, incumbiu a ANEEL de realizar Leilão para Outorga de Concessões de Usinas Hidrelétricas de 2017, e consequente alocação em Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência, de que trata a Portaria MME nº 123, de 17 de abril de 2013, composto por três lotes, totalizando 5 UHEs (Volta Grande, Miranda, Jaguará, São Simão e Agro Trafo).
11. O Memorando nº 82/2017-SGT-SRG/ANEEL, de 10 de abril de 2017 (Sic 48510.000419/2017-00), apresentou os subsídios para resposta ao Ofício nº 79/2017-SE/MME, de 4 de abril de 2017, que solicitou os parâmetros para estimativa de bonificação pela outorga decorrente de concessão de UHEs no exercício de 2017, da Usina Hidrelétrica Jaguará.
12. A Portaria MME nº 178, de 3 de maio de 2017, altera os valores das garantias físicas das UHEs São Simão, Jaguará, Volta Grande e Miranda.
13. O Memorando nº 106/2017-SGT/ANEEL, de 5 de maio de 2017, encaminhou novos parâmetros para estimativa de bonificação pela outorga decorrente de concessão de UHEs no exercício de 2017, em função da alteração das garantias físicas das UHEs São Simão, Jaguará, Volta Grande e Miranda promovida pela Portaria MME nº 178/2017.
14. Por meio das Portarias apresentadas na Tabela 1, o MME atribuiu a prestação temporária do serviço de geração de usinas hidrelétricas aos agentes econômicos listados, com vistas a garantir a continuidade do serviço até a assunção dos concessionários vencedores das licitações das respectivas usinas.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Tabela 1: Usinas em Prestação Temporária de Serviço com GAG atribuída

Usina Hidrelétrica	Data Portaria	Data de início	Usinas	Concessionária Responsável
São Simão	14/09/2015	15/09/2015	São Simão	Cemig Geração e Transmissão S.A
Jaguara	25/04/2017	27/04/2017	Jaguara	Cemig Geração e Transmissão S.A
Miranda	25/04/2017	27/04/2017	Miranda	Cemig Geração e Transmissão S.A
Volta Grande	02/03/2017	24/02/2017	Volta Grande	Cemig Geração e Transmissão S.A

15. A Portaria MME nº 191, de 15 de maio de 2017, alterou o Anexo da Portaria MME nº 133/2017, retirando a UHE Agro Trafto do Leilão para Outorga de Concessões de Usinas Hidrelétricas de 2017.

16. No dia 17 de maio de 2017 foi publicada a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE nº 12, de 12 de maio de 2017, estabelecendo os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração de energia elétrica.

III. DA ANÁLISE

17. A Portaria MME nº 123/2015 estabeleceu em seu art. 5º as formas de competição dos Leilões de Garantia Física de Energia e de Potência de usinas a serem licitadas em regime de cotas:

“Art. 5º A Garantia Física de Energia e de Potência da usina licitada deverá ser alocada em regime de cotas, conforme regulamentação específica da ANEEL, observadas as condições de que trata esta Portaria, nos termos dos arts. 7º e 8º do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e do art. 1º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012, observado o disposto no art. 8º, §§ 8º, 9º e 10, inciso III, alínea "b", da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§ 1º Conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia, será declarada vencedora do Leilão a proponente que ofertar:

I - o menor valor para a tarifa de que trata o art. 15 da Lei nº 12.783, de 2013; ou

II - o maior valor de bonificação pela outorga, previsto no art. 8º, § 7º, da Lei nº 12.783, de 2013.

§ 1º-A. Para os Leilões cujo critério de julgamento seja aquele definido no § 1º, inciso I, a tarifa será composta por dois componentes, para os quais a proponente deverá apresentar propostas separadas, a saber:

I - o Custo de Gestão dos Ativos de Geração - GAG, incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da usina hidrelétrica; e
II - a parcela de retorno da bonificação pela outorga, conforme dispõe o art. 15, § 10, da Lei nº 12.783, de 2013.

§ 1º-B. Para os Leilões cujo critério de julgamento seja aquele previsto no § 1º, inciso II, a proponente deverá apresentar proposta contendo exclusivamente o valor da bonificação pela outorga, considerando que o montante de bonificação pela outorga que exceda o valor

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 4 Nota Técnica nº 135/2017-SGT/ANEEL, 17/05/2017.

mínimo dessa bonificação não será repassado à tarifa, de que trata o art. 15 da Lei nº 12.783, de 2013.

§ 2º Para os Leilões de que trata o § 1º-A, o preço teto de cada Lote, correspondente ao valor inicial do GAG das usinas hidrelétricas adicionado da parcela de retorno da bonificação pela outorga, será definido pela ANEEL, observados os parâmetros técnicos e econômicos estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, nos termos do inciso XII do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§ 2º-A. Para os Leilões, de que trata o § 1º-B, deverão ser considerados os valores mínimos de bonificação pela outorga definidos pelo CNPE, respeitados os parâmetros técnicos e econômicos, de acordo com o que dispõe o art. 2º, inciso XII, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.” (Grifo nosso)

18. A Portaria nº 133/2017, além de delegar à ANEEL a realização do Leilão de Garantia Física de Energia e de Potência de 2017, definiu o critério de julgamento das propostas e o prazo para realização do certame:

“Art. 1º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL deverá promover, direta ou indiretamente, Leilão para Outorga de Concessões de Usinas Hidrelétricas de 2017, com a consequente alocação em Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência, de que trata a Portaria MME nº 123, de 17 de abril de 2013.

§ 1º O Leilão previsto no caput deverá ser realizado até 30 de setembro de 2017.

§ 2º Deverá ser utilizado, como critério de julgamento das propostas, o maior valor de bonificação pela outorga, definido no art. 5º, § 1º, inciso II, da Portaria MME nº 123, de 2013.” (Grifo nosso)

19. Desse modo, conforme § 2º-A do art. 5º da Portaria MME nº 123/2013, a Resolução CNPE 12/201716 definiu os valores mínimos de bonificação pela outorga a serem considerados no cálculo da parcela de Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO).

20. Ademais, são apresentados os cálculos do Custo de Gestão dos Ativos de Geração – GAG dos empreendimentos licitados no Leilão 01/2017.

21. Cumpre destacar, que os demais custos (Encargos de Uso e Conexão dos Sistemas de Transmissão e Distribuição e Encargos Setoriais) serão adequadamente incluídos nos processos tarifários.

III.1 GAG

Custo de Gestão dos Ativos de Geração – GAG_{O&M}

22. A metodologia adotada para o cálculo do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) está disponível na Nota Técnica nº 385/2012-SRE-SRG/ANEEL, de 24 de outubro de 2012, que subsidiou o processo da receita inicial das usinas hidrelétricas elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 5 Nota Técnica nº 135/2017-SGT/ANEEL, 17/05/2017.

concessões. Para o cálculo dos Custos Operacionais, utiliza-se uma função não linear entre custos operacionais e a capacidade instalada:

$$O\&M = e^{12,55} \cdot CI^{0,74} \cdot FC^{0,36}$$

Onde:

O&M = Custos Operacionais;

CI = Capacidade Instalada;

FC = Fator de Capacidade.

23. Dessa forma, aplicada a metodologia da referida Nota Técnica e considerando os valores de capacidade instalada extraídos da Portaria MME nº 133/2017 e de garantias físicas extraídas da Portaria nº 178/2017 (UHEs Volta Grande, Jaguará, Miranda e São Simão), foi possível obter os Custos Operacionais das usinas. Os Custos Operacionais foram atualizados com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, para a data de 1º de maio de 2017.

24. Ressalte-se que à época do processo de renovação das concessões (MP nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013), o MME adotou a proposta contida na Nota Técnica DEA/DEE 01/12, de outubro de 2012, emitida pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que tratou da remuneração dos serviços de Operação e Manutenção (O&M). Do texto, foi sugerida a “*adoção de um valor de 10% como taxa de lucro a ser incluída nas tarifas de O&M das empresas prestadoras dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica, no momento atual da renovação das suas concessões*”. Assim, a adoção do percentual referido resulta num valor de $GAG_{O\&M}$.

25. Ademais, ao $GAG_{O\&M}$ foi adicionado um montante adicional de 5% (em relação aos Custos Operacionais) a ser considerado para fins remuneração de investimentos em Bens não Reversíveis. O valor de 5% foi extraído do Submódulo 12.4 do Proret, o qual trata de adicionais de receita a serem considerados nas tarifas de aproveitamentos hidrelétricos que renovaram as concessões ou foram licitados nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Investimentos em Melhorias – $GAG_{\text{Melhorias}}$

26. Relativamente ao cálculo da parcela referente aos investimentos em melhorias durante o prazo da concessão ($GAG_{\text{Melhorias}}$), utilizou-se a metodologia descrita na Nota Técnica nº 105/2015-SRG/ANEEL, de 24/09/2015, a qual serviu de base para a fixação das tarifas máximas de geração para o Edital do Leilão nº 12/2015-ANEEL (concessão de 29 usinas hidrelétricas). Segundo a referida metodologia, a integralidade do coeficiente de correlação, correspondente a 100%, é aplicada às usinas que apresentam grande probabilidade de realizar futuramente investimentos de grande porte.

27. Para estimar a necessidade de melhorias das UHEs despachadas centralizadamente (UHEs Jaguará, São Simão, Miranda e Volta Grande), foram utilizadas as informações enviadas pelo ONS¹ sobre os períodos de parada por unidade geradora de cada usina, com o código relativo à modernização.

¹ Carta ONS – 1618/100/2016, de 29/11/2016 (SIC nº 48513.032139/2016-00)

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

28. Nessas condições, foram informados² pela SRG os fatores e adicionais para melhorias discriminados na Tabela 2

Tabela 2: Adicional para melhorias das usinas participantes do Leilão nº 01/2017

Usina Hidrelétrica	Necessidade de Melhorias	Fator	Adicional para Melhorias
São Simão	80%	1,6168	1,6168 x Custo Operacional
Jaguara	80%	1,6168	1,6168 x Custo Operacional
Miranda	80%	1,6168	1,6168 x Custo Operacional
Volta Grande	100%	2,0210	2,0210 x Custo Operacional

29. Considerando a natureza desses investimentos em melhorias, considerou-se o incentivo fiscal concedido para o segmento de energia, considerando a possibilidade de compensação desse crédito tributário. Assim, aplicou-se abatimento da alíquota de 9,25% de PIS/COFINS sobre o total dos investimentos anuais estimados para melhorias ao longo das concessões.

Valores calculados

30. A Tabela 3 resume os cálculos efetuados para previsão do GAG, segregado em GAG_{O&M} e GAG_{melhorias}, conforme apresentado nos itens anteriores.

Tabela 3: GAG das usinas participantes do Leilão nº 01/2017

Usina Hidrelétrica	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	GAG O&M (R\$/ano) ¹	GAG melhorias (R\$/ano) ¹	GAG (R\$/ano) ¹
São Simão	1.710,00	1.202,70	103.491.188,64	132.040.897,89	235.532.086,53
Jaguara	424,00	341,00	38.657.000,40	49.321.155,84	87.978.156,24
Miranda	408,00	198,20	31.268.614,16	39.894.564,39	71.163.178,55
Volta Grande	380,00	230,60	32.167.405,07	51.301.626,54	83.469.031,60

¹ Referência de preços: maio de 2017.

III.2 RBO

31. Nos termos da diretriz estabelecida no art. 8º da Portaria MME n. 123/2013, com a redação dada pela Portaria MME nº 384/2015, a assinatura do contrato de concessão resultante do certame licitatório, por Lote, se dá mediante o pagamento da Bonificação pela Outorga instituída pela Medida Provisória nº 688/2015, convertida na Lei nº 13.203/2015.

32. Os valores de Bonificação mínima pela Outorga de cada UHE, bem como o prazo e a forma de seu pagamento, e o percentual da garantia física da Usina a ser destinada ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR, foram definidos pelo CNPE na Resolução nº 12, de 12 de maio de 2017.

² Memorando nº 43/2017-SGT-SRF/ANEEL, de 24 de fevereiro de 2017 (Sic 48510.000244/2017-00)

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

33. Segundo a Resolução nº 12/2017 do CNPE, 30% da garantia física será de livre dispor do vencedor da licitação, à qual não se aplica o regime de cotas. Isso ocorrerá a partir do término do período de transição ou, na sua inexistência, da assinatura do contrato de concessão. Os demais 70% da garantia física serão destinados ao ACR.
34. A Resolução propôs, ainda, o preço de referência da energia não contratada no ACR de R\$ 142,70 R\$/MWh, a ser acrescido das contribuições para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS.
35. A Resolução também estabeleceu a remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Capital Cost – WACC*) à taxa de 8,08%, real ao ano, do RBO, deduzidos os tributos.
36. Com os parâmetros fornecidos foi possível elaborar fluxo de caixa descontado de modo que o fluxo de caixa operacional livre trazido a valor presente fosse nulo, alcançado com a variação do RBO de cada usina.
37. Foi utilizado também o fator de perdas da Rede Básica, estimado em 2,5%, acrescido das perdas internas (Tabela 4) de cada usina obtido a partir da Base de Dados da Contabilização da CCEE, para prever o percentual de perdas a ser considerado na geração de receita advinda do ACR no fluxo de caixa descontado. Além desses fatores, para a geração de receita oriunda do ACL foi considerado o redutor de 5% como forma de apropriação do risco hidrológico.

Tabela 4: Fatores de perdas internas da central de geração

Usina Hidrelétrica	Fator de Perdas internas
São Simão	0,99167628
Jaguara	0,98656751
Miranda	0,99237729
Volta Grande	0,99603328

38. É importante salientar que, como a remuneração do custo médio ponderado de capital é real, deduzido de tributos, empregou-se uma alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, ambas retiradas do Submódulo 12.3 do Proret, que trata do custo de capital da geração.
39. O fluxo de caixa foi calculado baseado no período total de vigência do contrato de concessão (30 anos), adotando-se uma receita constante, considerando-se que o desembolso referente ao pagamento da Bonificação pela Outorga (de 100%, estabelecido na Resolução nº 12/2017 do CNPE) ocorre em dezembro deste ano.
40. Tendo característica eminentemente financeira, a cada parcela de desembolso foi aplicada amortização linear. Deve-se frisar que o fluxo de caixa é calculado em valores reais (não nominais), sendo necessário, portanto, deflacionar a amortização, que não apresenta atualização monetária pela inflação. A inflação foi definida em conjunto com o Ministério da Fazenda, em reuniões presenciais, utilizando o Sistema de Expectativas de Mercado, Relatório Focus do Banco Central, e o centro da meta de inflação.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

41. A parcela de energia não vendida no ACR, a partir de 2017, foi valorada ao preço de referência da Resolução do CNPE. Por ser um fluxo de caixa líquido de custos, todos os demais custos que compõem a RAG, tais como: encargos setoriais (TFSEE e P&D), encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição de responsabilidade da concessionária, na proporção atribuída ao ambiente não regulado, foram descontados do RBO a ser obtido fora do ACR.

42. Apresentam-se os valores de RBO por usina na Tabela 5, juntamente com os valores de pagamento mínimo pela bonificação estabelecidos na Resolução nº 12/2017 do CNPE.

Tabela 5: RBO das usinas participantes do Leilão nº 01/2017

Usina Hidrelétrica	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MWmédios)	Bonificação (R\$)	RBO (R\$/ano)
São Simão	1.710,00	1.202,70	6.740.946.603,49	796.629.337,25
Jaguara	424,00	341,00	1.911.252.009,47	233.164.542,45
Miranda	408,00	198,20	1.110.880.200,23	142.666.456,61
Volta Grande	380,00	230,60	1.292.477.165,35	169.570.280,19

¹ Referência de preços: maio de 2017.

43. É importante salientar que tanto o GAG quanto o RBO são aplicados proporcionalmente no ACR quanto à garantia física alocada para venda de energia nesse Ambiente de Contratação. Logo, o valor final de GAG e RBO após lances no leilão, serão tais que, ao término do período de transição ou, na sua inexistência, da assinatura do contrato de concessão, serão reduzidos a 70%, bem como os custos de transporte (Encargos de Uso e Conexão), para repasse nas tarifas dos consumidores cativos (ACR).

44. Detalhes do cálculo estarão disponíveis em arquivo para a Audiência Pública.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

45. A argumentação expressa nesta Nota Técnica é fundamentada nos seguintes instrumentos: Lei nº 9.074/1995, Lei nº 9.427/1996, Lei nº 12.783/2013; Medida Provisória nº 688/2015, convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; Portarias MME nº 123/2013, 133/2017, 178/2017 e 191/2017; e Resolução CNPE nº 12/2017.

V. DA CONCLUSÃO

46. Nesta Nota Técnica são apresentados os procedimentos de cálculo e resultados do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e do Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO) das usinas constantes do Leilão nº 01/2017. As informações foram consolidadas no Anexo I.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

47. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se encaminhar esta Nota Técnica à Comissão Especial de Licitação da ANEEL para compor a documentação do Edital do Leilão nº 01/2017.

ANDRÉ LÚCIO NEVES
Especialista em Regulação

DENIS PEREZ JANNUZZI
Especialista em Regulação

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL
Especialista em Regulação

RICHARD LESTER DAMAS PAIXÃO
Especialista em Regulação

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

ANEXO I – GAG e RBO para as usinas participantes do Leilão nº 01/2017.

Lote	Sublotes	Usina Hidrelétrica	CEG	GAG O&M	GAG melhorias	GAG	Retorno anual sobre Bonificação	Receita total
A	A1	São Simão	002704-9	103.491.188,64	132.040.897,89	235.532.086,53	796.629.337,25	1.032.161.423,78
B	B1	Jaguara	001225-4	38.657.000,40	49.321.155,84	87.978.156,24	233.164.542,45	321.142.698,69
B	B2	Miranda	001469-9	31.268.614,16	39.894.564,39	71.163.178,55	142.666.456,61	213.829.635,17
B	B3	Volta Grande	003045-7	32.167.405,07	51.301.626,54	83.469.031,60	169.570.280,19	253.039.311,79
Total				205.584.208,27	272.558.244,66	478.142.452,93	1.342.030.616,50	1.820.173.069,43

¹Referência de preços: 1º de maio de 2017