

Nota Técnica nº 229/2019-SGT/ANEEL

Em 9 de dezembro de 2019.

Processo: **48500.005484/2019-97**

Assunto: Atualização dos valores das Tarifas de Energia de Otimização – TEO e TEO_{Itaipu}, da Tarifa de Serviços Ancilares – TSA e dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2020.

I - DO OBJETIVO

1. A presente nota técnica tem por objetivo subsidiar decisão da Diretoria da ANEEL quanto à atualização dos valores das Tarifas de Energia de Otimização – TEO e TEO_{Itaipu}, da Tarifa de Serviços Ancilares – TSA e dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2020.

II - DOS FATOS

2. A Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, instituiu o pagamento de compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios e conferiu ao extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE a competência de fixar a tarifa para efeito de aplicação das compensações financeiras.

3. A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, estabelece em seu Art. 17, alterado pela Lei 13.360, de 17 de novembro de 2016, que para compensação financeira de que trata a Lei nº 7.990/1989, o percentual de 7% sobre o valor da energia elétrica produzida (valorada pela Tarifa Anualizada de Referência – TAR), a ser paga pelos autorizados ou concessionários de exploração de recursos hídricos.

4. O Art. 22 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, sujeita a energia transacionada pelas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE à aplicação de encargo, com base em tarifa de otimização, destinado à cobertura dos custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e ao pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

5. Em 30 de junho de 1999, com a emissão da Resolução nº 222, atualmente revogada e, que

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



Pág. 2 da Nota Técnica nº 229/2019 – SGT/ANEEL, de 09/12/2019.

à época, regulamentou, entre outros, o Art. 22 do Decreto mencionado e estabeleceu valor para a tarifa de otimização, que passou a ser designada de Tarifa de Energia de Otimização – TEO.

6. Em 4 de maio de 2001, foi emitida a Nota Técnica (NT) nº 002/2001-SRG/ANEEL (SIC nº 48550.016426/2006-00), reviu a forma de cálculo da TEO e, por meio da Resolução nº 172, de 8 de maio de 2001, esta passou, a partir de 1º de junho daquele ano a ter o valor de R\$ 4,00/MWh.

7. A NT nº 078/2003-SRG/ANEEL (SIC nº 48550.086569/2003-00), de 17 de dezembro de 2003, apresentou a metodologia para determinação do valor inicial da TSA e sugeriu que os critérios de reajuste, bem como períodos de revisão sigam os mesmos parâmetros adotados para a TEO. A Diretoria da ANEEL recepcionou a metodologia constante na NT nº 078/2003-SRG/ANEEL, homologando a TSA daquele ano por meio da Resolução nº 685, de 24 de dezembro de 2003.

8. O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu Art. 57, determinou que a contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo sejam realizadas com base no PLD e que tal preço, publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, seja calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, tendo como base o Custo Marginal de Operação, limitado por preços mínimo e máximo.

9. O mesmo regulamento disciplinou que o valor máximo do PLD (PLD_max), a ser estabelecido pela ANEEL, seja calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado. O Decreto supracitado definiu ainda que o valor mínimo do PLD (PLD_min), definido pela ANEEL, seja calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira.

10. Por meio do Ofício nº 250/2005-DR/ANEEL, de 22 de agosto de 2005, a Diretoria da ANEEL formulou consulta ao Ministério de Minas e Energia – MME acerca da conveniência e oportunidade da substituição do IGP-M pelo IPCA, como índice dos reajustes tarifários anuais da TAR, por similaridade à aplicação do IPCA como índice de reajuste de preços nos leilões públicos de energia existente.

11. Mediante o Ofício nº 1.272/GM/MME, de 6 de outubro de 2005, o MME manifestou-se pela adoção do IPCA como índice de reajuste da TAR a partir do exercício seguinte. Desde então, a ANEEL passou a utilizar o IPCA na atualização da TEO, bem como da TSA.

12. Conforme art. 10 da Resolução Normativa (REN) nº 697, de 16 de dezembro de 2015, a TSA destina-se, no provimento de serviços ancilares de suporte de reativos, à recuperação de custos adicionais de operação e manutenção incorridos por unidades geradoras que operam como compensadores síncronos. O instrumento normativo disciplina ainda, em seu Art. 12, que o pagamento do referido serviço será por meio de Encargos de Serviços do Sistema – ESS.

13. A Resolução Homologatória (REH) nº 2.498, de 18 de dezembro de 2018, estabeleceu os valores das Tarifas de Energia de Otimização – TEO e TEO_{Itaipu}, da Tarifa de Serviços Ancilares – TSA e dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2019.



Pág. 3 da Nota Técnica nº 229/2019 – SGT/ANEEL, de 09/12/2019.

14. A REN nº 858, de 1º de outubro de 2019, estabeleceu os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do PLD e da TEO_{Itaipu}.

III - DA ANÁLISE

III.1 – Tarifa de Energia de Otimização – TEO

15. A TEO é calculada visando cobrir os custos incrementais de operação e manutenção – O&M das usinas hidrelétricas e o pagamento da compensação financeira referente à energia transacionada no MRE e, dessa forma, é composta por parcelas relacionadas a esses dois itens.

16. O Art. 6º da REN nº 858/2019 estabelece que deve ser considerado no cálculo da TEO os custos incrementais incorridos na operação e na manutenção das usinas hidrelétricas e o pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos. Ressaltando-se, ainda, que a Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, alterou a alíquota da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH, de que tratava a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, para 7% sobre o valor da energia elétrica produzida, a ser paga por titular de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios em cujos territórios se localizarem instalações destinadas à produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios, e a órgãos da administração direta da União.

17. Para fins de atualização dos custos incrementais de O&M, deve ser utilizada a variação do IPCA referente ao período de outubro/2018 a setembro/2019, que demonstra a variação desse índice nos doze meses seguintes à última atualização desse componente. Assim, faz-se necessário identificar os números-índice relativos ao mencionado indicador.

Tabela 1 – Variação do IPCA para o cálculo da TEO

Ano	Mês	Número índice (dez/1993=100)	Variação no período
2018	Setembro	5080,83	2,89
	Outubro	5103,69	
	Novembro	5092,97	
	Dezembro	5100,61	
2019	Janeiro	5116,93	
	Fevereiro	5138,93	
	Março	5177,47	
	Abril	5206,98	
	Maio	5213,75	
	Junho	5214,27	
	Julho	5224,18	
	Agosto	5229,93	
Setembro	5227,84		

Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

18. A parcela relativa à cobertura da compensação financeira referente à energia transacionada no MRE é majorada em função da atualização da TAR. Para 2020, esse valor foi submetido à reajuste, conforme REH nº 2.636, de 12 de novembro de 2019. O valor da TAR foi atualizado para R\$ 79,62/MWh, a partir de 1º de janeiro de 2020.



Pág. 4 da Nota Técnica nº 229/2019 – SGT/ANEEL, de 09/12/2019.

19. A mais recente atualização da TEO foi promovida por meio da REH nº 2.498/2018, que estabeleceu o seu valor em R\$ 12,41/MWh, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019, e foi instruída pela NT nº 267/2018-SGT/ANEEL, de 6 de dezembro de 2018. Conforme essa nota técnica, a TEO para o ano de 2019 era segregada em: (i) R\$ 6,99 referentes ao custo de O&M e, (ii) R\$ 5,42 referentes ao percentual da TAR.

20. Dessa forma, conforme detalhado na Tabela 2, a TEO proposta para o ano de 2020 é de R\$ 12,77/MWh. O aumento de 2,87% decorre, essencialmente, da variação do IPCA referente ao período de outubro/2018 a setembro/2019, que afeta, tanto a atualização dos custos de O&M, quanto o reajuste da TAR.

Tabela 2 – Memória de cálculo da TEO 2020

O&M ⁽¹⁾ - 2019 (R\$/MWh) (A)	IPCA acumulado (out/2018 a set/2019) (B)	O&M – 2020 (R\$/MWh) (C)=(A)*(B)	TAR 2020 ⁽²⁾ *0,07 ⁽³⁾ (R\$/MWh) (D)	TEO - 2020 (R\$/MWh) (C)+(D)
6,99	2,89%	7,19	5,57	12,77

(1) NT nº 267/2018-SGT/ANEEL.

(2) Valor fixado em R\$ 79,62/MWh por meio da REH nº 2.636/2019.

(3) Alíquota da compensação financeira conforme Lei nº 13.360/2016.

III.2 – Tarifa de Energia de Otimização da Usina Hidrelétrica de Itaipu – TEO_{Itaipu}

21. Os critérios para o cálculo da TEO_{Itaipu} estão estabelecidos no art. 5ª da REN nº 858/2019.

Art. 5º No cálculo do valor da TEO_{Itaipu}, deverão ser consideradas as parcelas referentes ao pagamento da cessão da energia do Paraguai, aos royalties, e à administração da usina pela Eletrobras.

§ 1º As estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte serão fornecidas pela Itaipu Binacional.

§ 2º Na determinação da quantidade de energia cedida pelo Paraguai, deverá ser considerada a metade da geração da usina prevista para o ano seguinte, subtraída da energia a ser suprida diretamente à Administración Nacional de Electricidad - ANDE; e

§ 3º A conversão do valor, em dólares, da estimativa de custos de geração da UHE Itaipu para a moeda nacional deverá ser efetuada pela média geométrica diária das Cotações de Fechamento Ptax do dólar americano, publicadas pelo Banco Central do Brasil, no período de 1º de dezembro do ano anterior até 30 de novembro do ano do cálculo.

22. A Portaria Interministerial nº 420, de 25 de agosto de 2011, estabeleceu em seu art. 1º o aumento do fator multiplicador incidente sobre a remuneração da energia proveniente de Itaipu cedida ao Brasil, de 5,1 para 15,3. Contudo, conforme o art. 3º da Portaria, era da União a responsabilidade pelo repasse à Itaipu dos recursos financeiros para a Remuneração por Cessão de Energia, na parcela correspondente ao fator multiplicador de 10,2. Dessa forma, em 2016, para fins do cálculo da TEO_{Itaipu} foi mantido o fator multiplicador de 5,1.



Pág. 5 da Nota Técnica nº 229/2019 – SGT/ANEEL, de 09/12/2019.

23. Todavia, para 2017 em diante, considerando a publicação da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, em conversão à Medida Provisória nº 735, de 22 de junho de 2016, o custo relativo ao multiplicador de 15,3 sobre o encargo de cessão de energia de que trata o acordo entre os governos do Brasil e Paraguai¹ será suportado pelos participantes deste mercado, quando alocada ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Assim, o multiplicador relativo ao custo variável de Itaipu que recai sobre a energia cedida ao Brasil foi atualizado para 15,3.

24. Dessa forma, e considerando as informações fornecidas por meio da correspondência encaminhada pela Eletrobras, CTA-DG-3519/2019², de 28 de novembro de 2019, obtém-se o valor do rateio (38,87%) da energia vinculada cedida à Eletrobras, em relação à energia entregue por Itaipu ao Brasil, conforme demonstrado na Tabela 3.

Tabela 3 - Rateio para a remuneração da energia cedida do Paraguai ao Brasil para 2020

Item	Energia anual (MWh)	Rateio
(a) Energia Itaipu vinculada à potência contratada	85.484.615	
(b) Energia pertencente à ANDE (50%)	42.742.307	
(c) Energia consumida pela ANDE	15.563.010	
(d) = (b)-(c) Energia cedida à Eletrobras (há pagamento de cessão)	27.179.297	38,87%
(e) Energia de Itaipu de propriedade do Brasil (50%) (não há pagamento de cessão)	42.742.307	61,13%
(f) = (d)+(e) Energia entregue por Itaipu ao Brasil	69.921.604	100,00%

25. O artigo 5º da REN nº 858/2019, estabelece que no cálculo do valor da TEO_{Itaipu}, deverão ser consideradas as parcelas referentes ao pagamento da cessão da energia do Paraguai, aos royalties, e à administração da usina pela Eletrobras. Assim, considerando o rateio apurado (38,87%) e os demonstrativos dos custos variáveis da energia da UHE Itaipu previstos para o exercício de 2020, obtém-se o custo variável da usina de Itaipu, US\$ 10.108,99/GWh, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Cálculo do custo variável de Itaipu, previsto para 2020, considerando o rateio da cessão (US\$/GWh)

Componente	Valor do Tratado (A)	Multiplicador (B)	Fator de ajuste ⁽⁶⁾ (C)	Total (US\$/GWh) (A*B*C)
Royalties	650,00 ⁽¹⁾	4,00 ⁽⁴⁾	2,2051879	5.733,49
Cessão	300,00 ⁽²⁾	15,3 ⁽⁵⁾	2,2051879	3.934,46
Administração	50,00 ⁽³⁾	4,00 ⁽⁴⁾	2,2051879	441,04
			TOTAL	10.108,99

(1) Item III.4 do Anexo C ao Tratado de Itaipu.

(2) Item III.8 do Anexo C ao Tratado de Itaipu.

(3) Item III.5 do Anexo C ao Tratado de Itaipu.

(4) Nota Reversal nº DAM-I/DEM/CAI/03/PAIN L00E05, de 28 de janeiro de 1986.

(5) Nota Reversal de 1º de setembro de 2009, e Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016 (conversão da Medida Provisória nº 735/2016).

(6) Carta Eletrobras CTA-DG-3519/2019, de 28 de novembro de 2019.

(7) O total do custo variável atribuído ao componente Cessão é multiplicado pela Energia cedida à Eletrobras (%).

¹ Acordo por Notas Reversais entre o Governo da República Federativa do Brasil e o do Governo da República do Paraguai. SIC nº 48513.032619/2019-00



Pág. 6 da Nota Técnica nº 229/2019 – SGT/ANEEL, de 09/12/2019.

26. Ainda, no § 3º do artigo 5º da REN nº 858/2019, consta que a conversão do valor, em dólares, da estimativa de custos de geração da UHE Itaipu para a moeda nacional deverá ser efetuada pela média geométrica diária das Cotações de Fechamento Ptax do dólar americano, publicadas pelo Banco Central do Brasil, no período de 1º de dezembro do ano anterior até 30 de novembro do ano do cálculo. Desse modo, a média geométrica da taxa de câmbio do Dólar americano (US\$) dos valores diários de venda PTAX entre 1º de dezembro de 2018 e 30 de novembro de 2019, é igual a R\$ 3,92/US\$.

27. Assim, a TEO_{Itaipu} , com vigência a partir de 1º de janeiro de 2020, será igual ao produto entre o custo variável incorrido pela UHE Itaipu na produção da energia entregue ao Brasil e essa média geométrica da taxa de câmbio do Dólar americano, conforme sumarizado na Tabela 5.

Tabela 5 – TEO_{Itaipu} 2020

TEO_{Itaipu} (R\$/MWh) para 2019 REH nº 2.498/2018	35,97
UHE Itaipu Custo variável informado rateado (US\$/GWh)	10.108,99
Dólar (US\$) Média geométrica (01/12/2018 a 30/11/2019)	3,92
TEO_{Itaipu} (R\$/MWh) para 2020 Atualização pelo Dólar (US\$)	39,68

28. Dessa forma, o valor final da TEO_{Itaipu} para o exercício de 2020 é de R\$ 39,68/MWh.

III.3 – Tarifa de Serviços Ancilares – TSA

29. Inicialmente, esclarecemos que um dos componentes da TSA são os custos incrementais de operação e manutenção da TEO, e como a TEO é reajustada anualmente, os reajustes da TSA e da TEO devem ser concatenados.

30. De acordo com a NT nº 078/2003-SRG/ANEEL, que subsidiou a Resolução nº 685, de 24 de dezembro de 2003, e apresentou a metodologia para determinação do valor inicial da TSA, os custos adicionais incorridos para a geração de energia reativa por agentes operando como compensadores síncronos, com base em dados enviados pelos próprios provedores desse tipo de serviço, são da ordem de 5,94%.

31. Na composição da TSA constam (i) o custo de operação e manutenção de usinas hidráulicas para geração incremental de energia e (ii) o fator do acréscimo de custo de operação e manutenção em usinas hidráulicas, devido à operação das unidades geradoras como compensador síncrono.

32. Enquanto a TEO é composta de uma parcela devida à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e outra devida aos custos de operação e manutenção, a TSA depende somente dos custos de operação e manutenção. Esse fato ocorre porque, na condição de compensador síncrono, não existe funcionamento de turbinas, portanto, inexistente a utilização dos recursos hídricos.



Pág. 7 da Nota Técnica nº 229/2019 – SGT/ANEEL, de 09/12/2019.

33. A TSA para o exercício 2020 foi calculada aplicando-se o percentual de 2,89% sobre o valor homologado por meio da REH nº 2.498/2018. Esse percentual corresponde à variação do índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) acumulado no período de outubro de 2018 a setembro de 2019.

34. Dessa forma, o valor da TSA, com vigência de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2020, deverá ser de R\$ 7,40/Mvar-h (sete reais e quarenta centavos por Megavar-hora).

III.4 – Limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

35. A REN nº 858/2019 estabeleceu dois limites máximos do PLD: um limite máximo estrutural ($PLD_{max_estrutural}$) e um limite máximo horário ($PLD_{max_horário}$), seus valores iniciais, vigência e a forma de atualização.

36. Os valores iniciais desses limites são, a preços de setembro de 2019, R\$ 556,58/MWh e R\$ 1.141,85/MWh para o $PLD_{max_estrutural}$ e $PLD_{max_horário}$, respectivamente. A vigência do $PLD_{max_estrutural}$ dar-se-á a partir de 1º de janeiro de 2020 e a do $PLD_{max_horário}$ na mesma data de implementação do PLD horário no Mercado de Curto Prazo.

37. A atualização desses valores deverá ocorrer anualmente em dezembro para utilização em janeiro do ano subsequente, sendo a primeira atualização em dezembro de 2019. Para isso, nessa primeira atualização, foi considerada a variação do IPCA referente ao período de agosto/2019 a novembro/2019, conforme demonstrado na Tabela 6.

Tabela 6 – Variação do IPCA para a primeira atualização do $PLD_{max_estrutural}$ e $PLD_{max_horário}$

Ano	Mês	Número índice (dez/1993=100)	Variação no período
2019	Agosto	5229,93	0,57%
	Setembro	5227,84	
	Outubro	5233,07	
	Novembro	5259,76	

Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

38. Atualizando o valor inicial do $PLD_{max_estrutural}$ e $PLD_{max_horário}$ estabelecido na REH nº 858/2019 pela variação do IPCA, temos que os valores do $PLD_{max_estrutural}$ e $PLD_{max_horário}$ para 2020 são R\$ 559,75/MWh e R\$ 1.148,36/MWh, respectivamente.

39. A REN nº 858/2019 também estabeleceu que o valor mínimo do PLD (PLD_{min}) será calculado considerando o maior valor entre a TEO_{Itaipu} e a TEO. Dessa forma, como o valor da TEO_{Itaipu} é superior ao valor da TEO, o valor do PLD_{min} para o ano de 2020 será de R\$ 39,68/MWh.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

40. A Leis nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 13.360, de 17 de novembro de 2016; os Decretos nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, nº 2.655, de 2 de julho de 1998, nº 5.081, de 14 de maio de 2004, e nº 5.163, de 30 de julho de 2004; as Resoluções Normativas nº 697, de 16 de dezembro de 2015, nº 795, de 5 de dezembro de 2017, e nº 858, de 1º de outubro de 2019.



Pág. 8 da Nota Técnica nº 229/2019 – SGT/ANEEL, de 09/12/2019.

V - DA CONCLUSÃO

41. Conclui-se, com base na legislação vigente e nos procedimentos de cálculo relatados nesta nota técnica, que os valores das Tarifas de Energia de Otimização – TEO e TEO_{Itaipu}, da Tarifa de Serviços Ancilares – TSA e dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2020 são os definidos na parte de análise deste documento.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

42. Pelo exposto e, de acordo com a instrução constante no Processo nº 48500.005484/2019-97, recomenda-se à Diretoria da ANEEL que aprove a emissão de resolução homologatória a fim de atualizar os valores das Tarifas de Energia de Otimização – TEO e TEO_{Itaipu}, da Tarifa de Serviços Ancilares – TSA e dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2020.

(Assinado digitalmente)

LEONARDO DE PAIVA RODRIGUES

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

RICHARD LESTER DAMAS PAIXÃO

Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)

DAVI ANTUNES LIMA

Superintendente de Gestão Tarifária

