

Nota Técnica nº 251/2020-SGT/ANEEL

Em 08 de dezembro de 2020.

Processo: **48500.005928/2020-28.**

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 2021.

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 2021.

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 251/2020 – SGT/ANEEL, de 08/12/2020.

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), que reviu a forma de cálculo da TEO. Com base nesse documento, a Resolução nº 172, de 8 de maio de 2001, fixou a TEO, a partir de 1º de junho de 2001, em 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. 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.

9. 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.

10. 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.

11. 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.

12. 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}.

13. A Resolução Homologatória (REH) nº 2.655, de 17 de dezembro de 2019, 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 2020.

III - DA ANÁLISE

III.1 – Tarifa de Energia de Otimização – TEO

14. 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.

15. 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.

16. Para fins de atualização dos custos incrementais de O&M, deve ser utilizada a variação do IPCA referente ao período de outubro/2019 a setembro/2020, 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
2019	Setembro	5227,84	3,14
	Outubro	5233,07	
	Novembro	5259,76	
	Dezembro	5320,25	
2020	Janeiro	5331,42	
	Fevereiro	5344,75	
	Março	5348,49	
	Abril	5331,91	
	Maio	5311,65	
	Junho	5325,46	
	Julho	5344,63	
	Agosto	5357,46	
Setembro	5391,75		

Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

17. A parcela relativa à cobertura da compensação financeira referente à energia transacionada no MRE é majorada em função da atualização da TAR. Para 2021, esse valor foi submetido à revisão, conforme consta no processo 48500.004746/2020-30. Conforme proposto na Nota Técnica nº 231/2020-SGT/ANEEL, o valor da TAR, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2021, foi atualizado para R\$ 76,00/MWh.

18. A mais recente atualização da TEO foi promovida por meio da REH nº 2.655/2019, que

Pág. 4 da Nota Técnica nº 251/2020 – SGT/ANEEL, de 08/12/2020.

estabeleceu o seu valor em R\$ 12,77/MWh, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2020, e foi instruída pela NT nº 229/2019-SGT/ANEEL, de 9 de dezembro de 2019. Conforme essa nota técnica, a TEO para o ano de 2020 era segregada em: (i) R\$ 7,19 referentes ao custo de O&M e, (ii) R\$ 5,57 referentes ao percentual da TAR.

19. Dessa forma, conforme detalhado na Tabela 2, a TEO proposta para o ano de 2021 é de R\$ 12,74/MWh. A diminuição de 0,27% decorre, essencialmente, do valor revisado da TAR para 2021 proposto na Nota Técnica nº 231/2020-SGT/ANEEL, conforme consta no processo 48500.004746/2020-30.

Tabela 2 – Memória de cálculo da TEO 2021

O&M ⁽¹⁾ - 2020 (R\$/MWh) (A)	IPCA acumulado (out/2019 a set/2020) (B)	O&M – 2021 (R\$/MWh) (C)=(A)*(B)	TAR 2021 ^{(2)*0,07⁽³⁾} (R\$/MWh) (D)	TEO - 2021 (R\$/MWh) (C)+(D)
7,19	3,14%	7,42	5,32	12,74

(1) NT nº 229/2020-SGT/ANEEL.

(2) Definido em R\$ 76,00/MWh, conforme Nota Técnica nº 231/2020-SGT/ANEEL.

(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}

20. Os critérios para o cálculo da TEO_{Itaipu} estão estabelecidos no Art. 5º 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.

21. 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.

22. 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

Pág. 5 da Nota Técnica nº 251/2020 – SGT/ANEEL, de 08/12/2020.

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.

23. Dessa forma, e considerando as informações fornecidas por meio da correspondência encaminhada pela Eletrobras, CTA-DG-02212/2020², de 14 de outubro de 2020, obtém-se o valor do rateio (40,32%) 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 2021

Item		Energia anual (MWh)	Rateio
(a)	Energia Itaipu vinculada à potência contratada	81.270.851	
(b)	Energia vinculada ao direito da ANDE (50%)	40.635.426	
(c)	Energia vinculada à potência contratual da ANDE	13.180.247	
(d) = (b)-(c)	Energia vinculada cedida à Eletrobrás (há pagamento de cessão)	27.455.178	40,32%
(e)	Energia de Itaipu de propriedade do Brasil (50%) (não há pagamento de cessão)	40.635.426	59,68%
(f) = (d)+(e)	Energia entregue por Itaipu ao Brasil	68.090.604	100,00%

24. 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 (40,32%) e os demonstrativos dos custos variáveis da energia da UHE Itaipu previstos para o exercício de 2021, obtém-se o custo variável da usina de Itaipu, US\$ 9.877,81/GWh, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Cálculo do custo variável de Itaipu, previsto para 2021, considerando o rateio da cessão (US\$/GWh)

Componente	Valor do Tratado em (US\$) (A)	Multiplicador (B)	Fator de ajuste (C) ⁽⁶⁾	Total (A*B*C)
Royalties	650 ⁽¹⁾	4 ⁽⁴⁾	2,1239147	5.522,18
Cessão	300 ⁽²⁾	15,3 ⁽⁵⁾	2,1239147	3.930,85 ⁽⁷⁾
Administração	50 ⁽³⁾	4 ⁽⁴⁾	2,1239147	424,78
TOTAL (US\$)				9.877,81

(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 Eletrobrás CTA-DG-02212/2020, de 14 de outubro de 2020.

¹ Acordo por Notas Reversais entre o Governo da República Federativa do Brasil e o do Governo da República do Paraguai.

² SIC 48513.0305422020-00.

Pág. 6 da Nota Técnica nº 251/2020 – SGT/ANEEL, de 08/12/2020.

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

25. 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 2019 e 30 de novembro de 2020, foi igual a R\$ 5,04/US\$.

26. Assim, a TEO_{Itaipu} , com vigência a partir de 1º de janeiro de 2021, 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} 2021

TEO_{Itaipu} (R\$/MWh) para 2020 REH nº 2.655/2019	39,68
UHE Itaipu Custo variável informado rateado (US\$/GWh)	9.877,81
Dólar (US\$) Média geométrica (01/12/2019 a 30/11/2020)	5,04
TEO_{Itaipu} (R\$/MWh) para 2021 Atualização pelo Dólar (US\$)	49,77

27. Dessa forma, o valor final da TEO_{Itaipu} para o exercício de 2021 é de R\$ 49,77/MWh. A variação da TEO_{Itaipu} para 2021 em relação a 2020 foi de 25,45% e se deve, essencialmente, a variação do dólar no período.

III.3 – Tarifa de Serviços Ancilares – TSA

28. 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.

29. 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%.

30. 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.

31. 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

Pág. 7 da Nota Técnica nº 251/2020 – SGT/ANEEL, de 08/12/2020.

existe funcionamento de turbinas, portanto, inexistente a utilização dos recursos hídricos.

32. A TSA para o exercício 2021 foi calculada aplicando-se o percentual de 3,14% sobre o valor homologado por meio da REH nº 2.655/2019. Esse percentual corresponde à variação do índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) acumulado no período de outubro de 2019 a setembro de 2020.

33. Dessa forma, o valor da TSA, com vigência de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2021, deverá ser de R\$ 7,63/Mvar-h (sete reais e sessenta e três centavos por Megavar-hora).

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

34. 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. Os valores iniciais desses limites foram estabelecidos, a preços de setembro de 2019, em 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} deu-se a partir de 1º de janeiro de 2020 e a do PLD_{max_horário}, prevista para ocorrer a partir de 1º de janeiro de 2021, data de implementação do PLD horário no Mercado de Curto Prazo (MCP), conforme disposto no §5º, Art. 1º, da Portaria MME nº 301, de 31 de julho de 2019.

35. Foi definido que a atualização desses valores será realizada pela ANEEL e deverá ocorrer anualmente em dezembro para utilização em janeiro do ano subsequente, sendo que a primeira atualização foi realizada em dezembro de 2019 e homologada pela REH nº 2.655/2019. Nesta, o período de referência para definição do IPCA foi de agosto/2019 a novembro/2019. Assim, para atualização do valor do PLD_{max_estrutural} e PLD_{max_horário} para 2021 foi verificada a variação do IPCA de novembro/2019 a novembro/2020, conforme demonstrado na Tabela 6.

Tabela 6 – Variação do IPCA para a segunda atualização do PLD_{max_estrutural} e PLD_{max_horário}.

Ano	Mês	Número índice (dez/1993=100)	Variação no período
2019	Novembro	5259,76	4,31
	Dezembro	5320,25	
2020	Janeiro	5331,42	
	Fevereiro	5344,75	
	Março	5348,49	
	Abril	5331,91	
	Maio	5311,65	
	Junho	5325,46	
	Julho	5344,63	
	Agosto	5357,46	
	Setembro	5391,75	
	Outubro	5438,12	
	Novembro	5486,52	

Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

Pág. 8 da Nota Técnica nº 251/2020 – SGT/ANEEL, de 08/12/2020.

36. Atualizando o valor estabelecido do $PLD_{\max_estrutural}$ e $PLD_{\max_horário}$ pela REH nº 2.655/2019 pela variação do IPCA, temos que os valores do $PLD_{\max_estrutural}$ e $PLD_{\max_horário}$ para 2021 são R\$ 583,88/MWh e R\$ 1.197,87/MWh, respectivamente.

37. 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 2021 será de R\$ 49,77/MWh.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

38. 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.

V - DA CONCLUSÃO

39. 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 2021 são os definidos na parte de análise deste documento.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

40. Pelo exposto e, de acordo com a instrução constante no Processo nº 48500.005928/2020-28, 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 2021.

(Assinado digitalmente)
WENDELL CASSEMIRO DA SILVA
Técnico Administrativo

(Assinado digitalmente)
RICHARD LESTER DAMAS PAIXÃO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
DENIS PEREZ JANNUZZI
Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)
DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária