




CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024		
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONGEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul		
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL		
ATO REGULATÓRIO: DESPACHO Nº 1.182, DE 16 DE ABRIL DE 2024		
		
<p><b>EMENTA:</b> Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base de dados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST</p>		
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS		
<p><b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.</p>		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL DESPACHO Nº 1.182, DE 16 DE ABRIL DE 2024</p> <p>O DIRETOR GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo no 48500.000886/2023-81, decide por:</p>		
<p>(i) não conhecer o Pedido de Reconsideração interposto pela Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEólica), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 08.087.674/0001-87, em face da Resolução Homologatória nº 3.217, de 2023, por ser intempestivo;</p>	Comentário.	A REN 3217 é de 4/7/23 e o pedido da ABEEólica é de 11/9/23, portanto totalmente fora do prazo recursal.
<p>(ii) reconhecer a presença de inconsistências na base de dados para o cálculo das TUST, mas não erros materiais que justifiquem modificações retroativas nos processos tarifários já homologados;</p>	Comentário.	Inconsistências devem ser corrigidas para eventos futuros.
<p>(iii) ratificar o entendimento de que os aprimoramentos descritos na seção III.4 da Nota Técnica Nº 188, de 2023 - STR/ANEEL, referentes aos critérios de alocação dos submercados aos pontos de conexão, devem ser incorporados na base de dados de cálculo da TUST a partir do ciclo 2024-2025.</p>	Comentário.	As alterações propostas não podem afetar os eventos passados quando deveriam ter sido questionados à época. Contudo é importante que os valores dessas diferenças sejam claramente informados principalmente para evitar que consumidores cativos subsidiem mais ainda aos geradores e consumidores livres na questão de geração incentivada, notadamente de fontes solar e eólica. Todos os efeitos resultantes influenciam o cálculo da RAP das Transmissoras que é paga pelos consumidores finais.
<p>(iv) ratificar o entendimento de que no processo de formação da base de dados de cálculo da TUST para o ciclo 2024-2025 sejam considerados os seguintes critérios para fins de alocação dos submercados aos pontos de conexão:</p>		
<p>(iv.a) <b>Critério Geral:</b> Os submercados de cada ponto de conexão devem ser alocados de acordo com a divisão de submercados de energia constante no Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro ou outro que vier a sucedê-lo, disponibilizado pelo Ministério de Minas e Energia - MME à época do ciclo tarifário.</p>	Comentário.	Concordamos com a inclusão do Critério Geral no Submódulo 9.4 do Proret que trata dos CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU.
<p>(iv.b) <b>Critério Específico:</b> Nos casos em que o ponto de conexão estiver localizado em unidade da federação cuja ligação elétrica seja exclusiva em submercado divergente do resultante da aplicação do Critério Geral, deve-se adotar o submercado da efetiva ligação elétrica.</p>	Comentário.	Concordamos com a inclusão do Critério Específico no Submódulo 9.4 do Proret que trata dos CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU.
<p>(v) recomendar ao ONS que avalie a representação da barra 1107 no submercado Sul no âmbito do próximo processo de revisão quadrimestral do Plano de Operação Energética - PEN, nos termos do art. 8º da REN nº 1.032/2022, uma vez que não há restrições de transmissão para o escoamento integral da potência elétrica oriunda da UHE Itaipu (60 Hz) para o submercado Sul, conforme informado em sua própria manifestação no âmbito deste Processo;</p>		
<p>(vi) determinar à Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica - STR que instrua abertura de Consulta Pública até dezembro de 2024 visando exclusivamente a inclusão dos critérios descritos no item (iv) no Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret;</p>		
<p>(vii) enquanto a Consulta Pública de que trata o item (vi) não for finalizada, o processo de formação das bases de dados de cálculo da TUST deve considerar os critérios descritos no item (iv) e as bases de dados que venham a ser homologadas com a aplicação desses critérios tornar-se-ão blindadas de ajustes posteriores, nos termos do §52 do submódulo 9.4 do Proret; e</p>		
<p>(viii) determinar à STR que, até o cálculo da TUST do ciclo 2025/2026, providencie melhoria no Programa Nodal ou em outra ferramenta computacional de preferência com a finalidade de emitir "Aviso de Alerta" identificando as barras modeladas em submercados distintos à aplicação do "Critério Geral", para que se possa analisar a pertinência ou não de aplicação do "Critério Específico".</p>		
<p>SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO</p> <p>Este texto não substitui o publicado no D.O. de 22.04.2024, seção 1, p. 83, v. 162, n. 77.</p>		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024		
		
<b>NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>		
<b>ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA nº122/2024 - STR/ANEEL de 02 de agosto de 2024</b>		
<b>EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base de dados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST</b>		
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>		
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<b>NOTA TÉCNICA nº122/2024 - STR/ANEEL Brasília, 02 de agosto de 2024</b> <b>PROCESSO Nº 48500.002480/2024-14</b> Assunto: Estabelecimento de critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional - SIN para incorporação na base de dados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST.		
<b>I - DO OBJETIVO</b> 1. Esta nota técnica objetiva descrever os critérios de alocação dos acessantes do sistema de transmissão aos respectivos submercados de energia, para incorporação na base de dados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, acarretando complementação do item 7 do sumário 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret.		
<b>II - DOS FATOS</b> 2. A resolução Homologatória - REH nº 3.217, de 4 de julho de 2023, estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional - SIN para o ciclo 2023-2024. 3. O despacho nº 1.182, de 16 de abril de 2024, emitido pela Diretoria Colegiada da Aneel, decide não conhecer do Pedido de Reconsideração interposto pela Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias - ABEÓLICA contra REH nº 3.217, de 2023, por ser intempestivo, não obstante reconhece a necessidade de aprimoramento dos critérios de alocação dos pontos de conexão para os acessantes do SIN aos respectivos submercados. 4. O item (iv) do Despacho determina que a superintendência de Gestão Tarifária e regulação Econômica - STR instrua abertura de Consulta Pública, visando sujeitar ao escrutínio público os critérios descritos no próprio ato.		
<b>III. ANÁLISE</b> 5. Destaca-se que até o ciclo 2023-2024, não havia um critério claro e objetivo a ser adotado pelo Operador Nacional do sistema Elétrico - ONS e pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE para a alocação de pontos de conexão aos submercados, destinado à montagem de base de dados a ser utilizada no cálculo da TUST. 6. Tal situação foi questionada pela ABEÓLICA em seu Pedido de Reconsideração interposto em face da REH nº3.217, de 2023. Além disso o ONS e a EPE se manifestaram no âmbito do Processo nº48500.000886/2023-81, afirmando que a definição de um critério objetivo para alocação dos pontos de conexão aos submercados, para fins de cálculo da TUST, seria um importante aprimoramento dela ANEEL, conforme transcrito a seguir.		
<b>ONS</b> "Para este item, identificamos os seguintes aprimoramentos: a) <i>Definição de orientações ou critérios claros e objetivos por parte da ANEEL para a associação das barras e seus submercados, destinados ao cálculo tarifário.</i> <b>EPE</b> 11. Diante do exposto, apesar da classificação das barras apontadas como supostas inconsistências em [a] não se referirem à base de dados confeccionada pela EPE, conforme listado em anexo 2, entende-se que a definição de um critério objetivo para definição de submercados para a finalidade de manutenção da base de dados de cálculo da TUST seria importante para: (i) garantir padronização e alinhamento entre as instituições; (ii) facilitar auditoria e certificação dos dados pelo público interessado e; (iii) evitar distorções no cálculo tarifário.		
7. Diante do exposto, o Despacho nº 1.182, de 2024, estabeleceu os seguintes critérios para alocação dos pontos de conexão aos Submercados do SIN: (iv.a) <b>Critério Geral:</b> Os submercados de cada ponto de conexão devem ser alocados de acordo com a divisão de Submercados de energia constante no Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro ou outro que vier a sucedê-lo, disponibilizado pelo Ministério de Minas e Energia - MME à época do ciclo tarifário. (iv.b) <b>Critério específico:</b> Nos casos em que o ponto de conexão estiver localizado em unidade da federação cuja ligação elétrica seja exclusiva em submercado divergente do resultante da aplicação do Critério Geral, deve-se adotar o submercado da efetiva ligação elétrica.		
Comentário.	Concordamos com a inclusão do Critério Geral no Submódulo 9.4 do Proret que trata dos CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU.	
Comentário.	Concordamos com a inclusão do Critério Específico no Submódulo 9.4 do Proret que trata dos CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU.	
8. O mesmo despacho definiu que a STR deve conduzir Consulta Pública exclusivamente para discussão desses critérios: (v) Determinar à Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica - STR que instrua abertura de Consulta Pública até dezembro de 2024 visando exclusivamente a inclusão dos critérios descritos no item (iv) no Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret.		
9. Em atendimento a determinação da Diretoria Colegiada, a STR propõe a seguinte complementação do texto do item 7 do Submódulo 9.4 do Proret, mediante a inserção do parágrafo 52:		
<b>7. BASE DE DADOS DA TUST</b> 50. A Base de Dados para cálculo da TUST deverá ser colocada em Tomada de Subsídios a cada ciclo tarifário para que a sociedade possa examinar-la, de modo a propiciar a participação pública e a promoção da qualidade dos dados a serem utilizados no cálculo. 51. Deverá ser representada a rede elétrica em operação comercial acrescida das instalações previstas para entrarem em operação comercial até o fim do ciclo tarifário sob cálculo, conforme dados disponibilizados no SIGET. 52. O operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS a Empresa de Pesquisa Energética - EPE devem aplicar os seguintes critérios na alocação dos pontos de conexão aos submercados do Sistema Interligado Nacional - SIN, Para fins de elaboração da base de dados a ser utilizada para o cálculo da TUST: <b>Critério Geral:</b> Os pontos de conexão devem ser alocados de acordo com a divisão de submercados de energia constante no Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro ou outro que vier a sucedê-lo disponibilizado pelo Ministério de Minas e Energia - MME à época do ciclo tarifário. <b>Critério Específico:</b> Nos casos em que o ponto de conexão estiver localizado em unidade da federação cuja ligação elétrica seja exclusiva em submercado divergente do resultante da aplicação do Critério Geral, deve-se adotar o submercado da efetiva ligação elétrica. 53. Após a homologação da Base de Dados pela ANEEL, ela se torna blindada, não podendo haver alterações posteriores.		
Comentário.	Concordamos com a inclusão do Critério Geral no Submódulo 9.4 do Proret que trata dos CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU.	
Comentário.	Concordamos com a inclusão do Critério Específico no Submódulo 9.4 do Proret que trata dos CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU.	
10. Portanto, em linha com solicitação dos agentes, do ONS e da EPE, o Despacho nº 1.182, de 2024, estabeleceu critérios claros, objetivos e transparentes para alocação de pontos de conexão aos submercados, que inclusive já foram validados e adotados no cálculo da TUST do ciclo 2024-2025. Assim, propõe-se a abertura da Consulta Pública (CP) de modo a incluir os referidos critérios no submódulo 9.4. do Proret.		
<b>IV - DO FUNDAMENTO GERAL</b> 11. Fundamentaram a análise desta nota técnica: a) Inc. IV do Art. 15 da Lei nº9.427, de 26 de dezembro de 1996; b) Art. 3º da Lei nº9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo Art. 9º da Lei nº10.848, de 15 de março de 2004; c) Inc. X do Art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; d) Resolução Normativa nº 1.041, de 20 de setembro de 2022, que aprova a versão 1.1C do Submódulo 9.4 - Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da Tarifa de Transporte de Itaipu dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret.		
<b>V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO</b> 12. Os critérios para alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos Submercados do SIN, objetivando o cálculo da TUST, devem ser expostos ao escrutínio público para recebimento de contribuições de aperfeiçoamento, conforme determinação da Diretoria Colegiada da Aneel. 13. Recomendamos que os critérios elaborados sejam submetidos à apreciação da Diretoria Colegiada, para abertura de Consulta pública, mediante intercâmbio documental, por período de 30 (trinta) dias.		

	<b>CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024</b>
	<b>NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>
	<b>ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 188/2023-STR/ANEEL de 28 de dezembro de 2023.</b>
<b>EMENTA:</b> Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST	

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
-------------	-------------------	---------------------------

Nota Técnica nº 188/2023-STR/ANEEL Em 28 de dezembro de 2023.  
Processo: 48500.000886/2023-81.  
Assunto: Análise do pedido de reconsideração interposto pela Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEólica) contra a Resolução Homologatória nº 3.217/2023, que estabeleceu as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para o ciclo 2023/2024.

**I - DO OBJETIVO**

1. Analisar o pedido de reconsideração interposto pela Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEólica) contra a Resolução Homologatória (RH) nº 3.217, de 4 de julho de 2023, que estabeleceu as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2023-2024.

**II - DOS FATOS**

2. A REH nº 3.217, de 4 de julho de 2023, estabeleceu as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e a Tarifa de Transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional (Tarifa de Itaipu) para o ciclo 2023-2024.

3. Em 11 de setembro de 2023, a ABEEólica interpôs pedido 1, solicitando a correção da Resolução Homologatória nº 3.217/2023 em decorrência de alegadas inconsistências na Base de Dados de cálculo da TUST apontadas por estudo elaborado por serviço de consultoria prestado pela PSR, anexa ao pedido.

4. Em 18 de setembro de 2023, o pedido da ABEEólica foi distribuído na 36ª Sessão Pública Ordinária de Distribuição de Processos, por conexão ao Processo nº 48500.000886/2023-81, previamente sorteado ao Diretor Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva, na 28ª Sessão Pública Ordinária de Distribuição de Processos de 2023, tendo em vista o art. 4º, III, da Norma de Organização ANEEL nº 18.

5. Em 22 de setembro de 2023, foi encaminhado o Memorando nº 333/2023-ASD/ANEEL, solicitando a manifestação da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR acerca do pedido interposto pela ABEEólica.

**III – DA ANÁLISE**

**III.1 – Da admissibilidade do Pedido**

9. Observa-se que o recurso da recorrente possui data de 11 de setembro de 2023, sendo, portanto, **intempestivo** e por sua vez não merece ser conhecido para incidência no ciclo corrente, embora seja prudente analisá-lo para eventual aproveitamento em ciclos futuros.

10. De todo modo, a fim de subsidiar a decisão da ANEEL, a STR **avaliará o mérito do pleito**, caso a Diretoria Colegiada **desje aprecia-lo imediatamente**.

Comentário	Recurso foi considerado intempestivo pela Aneel que, adequadamente, fez a valiação e submeteu os resultados a nova consulta pública.
------------	--

**III.2 – Do Pedido**

11. Em seu pedido, a ABEEólica apresenta supostas inconsistências acerca da modelagem adotada na confecção da base de dados para cálculo da TUST do ciclo 2023/2024, homologada pela Resolução Homologatória nº 3.217/2023. Em sua manifestação, a ABEEólica destaca as inconsistências apuradas nos seguintes termos:

*“Diante da **gravidade do exposto e da extensão dos efeitos** da inconsistência apontada, é importante que a ANEEL tome medidas necessárias e imediatas **para correção dos erros apontados**, assim como, avalie a pertinência da implementação de mecanismo de auditoria dos futuros cálculos da TUST, por empresa independente com capacidade técnica reconhecida para certificar os resultados homologados pela ANEEL e dessa forma seja possível obter um custo setorial menor ao centralizar a auditoria da base de dados e do cálculo das tarifas.*

*Nesse sentido, não obstante a regulação setorial (PRORET – Módulo 9.4, item 52) apontar a “blindagem” da base de dados, entendemos que a superioridade hierárquica da Legislação (e.g., Lei nº 9.784, de 1999), bem como a Jurisprudência, determinam à Administração Pública o dever de corrigir seus atos eivados de vícios, especialmente quando o ato administrativo pode causar danos a terceiros.*

*No caso concreto, é notável os **substanciais danos financeiros a que alguns agentes** estarão submetidos, bem como os ganhos artificiais a que outros estarão submetidos, ocasionando, assim, potencial dano ao Direito da Concorrência, haja vista que a inconsistência provocada pela Agência **trará desequilíbrio na competição** entre esses dois grupos de agentes. Posto isso, requeremos que sejam tomadas por essa r. Agência, de forma incontinenti, as devidas ações corretivas.”*

Comentário.	O desequilíbrio a que são afetados alguns agentes não pode ser excusa para onerar adicionalmente os consumidores.
-------------	---

12. As alegadas inconsistências estariam relacionadas às associações de determinadas “barras” a submercados de energia elétrica indevidos, amparadas por estudo realizado pela PSR, anexo à carta em referência. Esse estudo se baseia nos arquivos de extensão PWF do ciclo do PAR/PEL 2024-2028 e da programação diária do dia 22 de agosto de 2023, como referência comparativa para determinar o submercado correto de cada barra do Sistema Interligado Nacional (SIN).

13. De acordo com a PSR, as **barras listadas na Tabela 1 estariam associadas a submercados inadequados** segundo a referência mencionada.

14. Com a finalidade de averiguar essa associação nos ciclos anteriores de cálculo da TUST, a STR verificou a modelagem dessas barras no programa nodal desde o ciclo 2014/2015. **Observa-se que as barras 527, 528, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543 e 544 estiveram alocadas no submercado Sudeste/Centro-Oeste até o ciclo 2021/2022, quando passaram a estar no Sul nos ciclos 2022/2023 e 2023/2024.** Já as barras 7193, 20700, 20701, 20704, 20724 e 20725 sempre foram alocadas no submercado Sudeste/Centro-Oeste desde suas origens.

**III.3 – Do processo de formação da Base de Dados**

15. Antes de aprofundar a discussão a respeito das alegadas inconsistências apontadas pela Associação, cabe explanar sobre o rito processual de confecção da base de dados para cálculo da TUST-RB.

16. Essas bases de dados são inteiramente públicas e ficam disponíveis para consulta dos agentes, a qualquer tempo, tanto no portal6 da ANEEL, na área destinada aos resultados das Tomadas de Subsídio (TS), como no portal do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por meio do “SINTEGRE7”. Trata-se de 11 arquivos de entrada para cada ciclo, que somam cerca de 3,6 milhões de caracteres:

- i. 2023-2024.DC: dados de barras e linhas;
- ii. 2023-2024.UNI: dados com as características das linhas e transformadores das Redes Unificadas;
- iii. 2023-2024.TRA: dados dos custos-padrão das instalações de transmissão;
- iv. 2023-2024.NBD: dados dos pontos de conexão;
- v. 2023-2024.TED: dados das transmissoras;
- vi. 2023-2024.CLI: dados dos consumidores livres conectados à Rede Básica;
- vii. 2023-2024.DIS: dados das distribuidoras e permissionárias que acessam à Rede Básica;
- viii. 2023-2024.GER: dados de usinas;
- ix. 2023-2024.TCG: TUST controladas do ciclo anterior;
- x. 2023-2024.TUA: TUST estabilizadas do ciclo anterior; e
- xi. 2023-2024.TDA: dados das usinas existentes na base, mas que não terão nova TUSDg de referência homologada no ciclo.

17. A ANEEL disponibiliza em suas Tomadas de Subsídio (TS) a base de dados ajustada pelo NOS com os dados mais recentes relacionados à contratação de usuários e à expansão da rede elétrica, conforme disposto no §50 do Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, contendo a base do ciclo sob cálculo e para os ciclos futuros (3 ciclos à frente elaborados pelo ONS). Desse modo, os interessados podem acessar esses dados e elaborar suas análises a qualquer tempo. Logo, a Tomada de Subsídios, concernente ao prazo de contribuições, apenas formaliza um processo contínuo e perene, que já se encontra em curso para o ciclo seguinte (2024/2025), inclusive.

18. Por exemplo, a TS nº 03/2023 foi instaurada de 12 de abril a 2 de maio 2023 para obter subsídios relativos à base de dados preliminar para o cálculo das TUST/TUSDg do ciclo 2023/2024. Todavia, essa base já estava disponível para consulta no resultado da TS nº 02/2022, que analisou a base do ciclo anterior 2022/2023, pois nessa ocasião foram disponibilizadas as bases de ciclos futuros elaborados pelo ONS (2023/2024 a 2025/2026). Logo, como já dito, todo e qualquer agente pode iniciar suas análises para os ciclos seguintes, não sendo necessário aguardar a instauração de uma nova TS para que tomem conhecimento dos dados.

19. Toda essa transparência é motivada para que esses dados sejam conferidos exaustivamente a fim de evitar a incidência de inconsistências quando de sua utilização, uma vez que o refazimento desse processo é muito custoso para todo o setor, haja visto que alterações posteriores podem impactar o rateio dos encargos de uso da rede projetados e ocasionar a insuficiência dos recursos a serem arrecadados para pagamento das concessionárias de transmissão, além de gerar transtornos operacionais na recontabilização retroativa das apurações mensais de valores já pagos pelos usuários.

20. Os efeitos decorrentes de eventual refazimento recaem sobre todos os usuários conectados à Rede Básica de Transmissão de energia elétrica, desde as distribuidoras que atendem às unidades residenciais aos grandes consumidores de energia do país. À exceção são os geradores com TUST estabilizadas em operação, que perfazem cerca de mil centrais de geração.



**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024**  
**NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul**  
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 188/2023-STR/ANEEL de 28 de dezembro de 2023.**

**EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST**

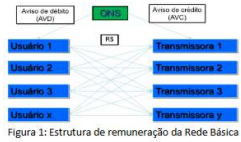
**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
-------------	-------------------	---------------------------

21. Inicialmente cabe esclarecer que os diferentes usuários possuem métodos diferentes de pagamento de encargos de uso do sistema de transmissão, decorrentes da forma com que se dá seu acesso à Rede Básica: diretamente ou através de rede de distribuição.

22. Para os usuários que acessam a Rede Básica é definida anualmente uma TUST por ponto de conexão contratado. O ONS é a entidade responsável pelo envio dos Avisos de Débito – AVD e Avisos de Crédito – AVC aos agentes que acessam à Rede Básica. De posse desses valores todas as empresas transmissoras faturam todos os usuários da Rede Básica. Hoje participam deste processo cerca de 300 transmissoras e aproximadamente 2 mil usuários (considerando consumidores livres, distribuidoras e centrais geradoras). O mecanismo é ilustrado abaixo:



23. Na Rede Básica o cálculo tarifário é realizado de forma que a Receita Anual Permitida – RAP, utilizada para remunerar as instalações de transmissão em operação comercial, seja arrecadada integralmente. Eventual desencontro entre os valores devidos às transmissoras e aqueles efetivamente faturados são alocados em uma Parcela de Ajuste, que é paga por todos os usuários da Rede Básica no ciclo tarifário seguinte. Diferentemente da liquidação da energia, onde há uma conta centralizadora, o faturamento e cobrança dos custos associados ao uso da Rede Básica são efetuados bilateralmente entre usuários e transmissoras, o que resulta em cerca de 1,2 milhão de Avisos (AVCs e AVDs) por mês.

24. Portanto, de acordo com a metodologia atual de apuração dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST, o refazimento requerido pela ABEEólica implicaria em recontabilização das apurações incorridas, gerando novos refaturamentos que afetariam todas as transmissoras do Brasil e grande parte dos usuários da Rede Básica.

25. Cabe destacar também o impacto sobre os processos licitatórios de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), uma vez que os proponentes se baseiam no Submódulo 9.4 do PRORET e nas TUST homologadas no ciclo tarifário para realizarem suas ofertas, que por sua vez irão compor o custo da energia nos processos tarifários das distribuidoras compradoras dessa energia. Isso pode ser constatado, por exemplo, no que consta do Edital do Leilão nº 4/2022 (A-5/2022) - Processo nº 48500.003943/2022-01 - conforme transcrito a seguir:

*“3.10 A PROPONENTE com previsão de acesso à Rede Básica deverá observar o disposto no submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, que estabelece a metodologia para cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST.”*

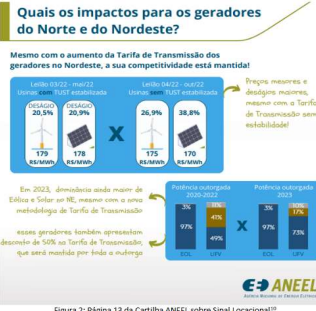
26. Sobre o esse tema, o Submódulo 9.4 do PRORET, dispõe nos §§ 36 a 38 que:

*“36. As TUST-RB poderão ser estimadas pelas centrais de geração a partir das Tarifas Controladas (TC) homologadas a cada ciclo por ponto de conexão de Rede Básica.*

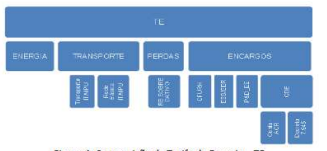
27. Neste caso concreto do Leilão nº 04/2022, as TUST de referência para os geradores participantes estavam dispostas no Anexo I da REH nº 3.066/2022, que definiu as TUST do ciclo 2022/2023, que segundo estudo da PSR continha a suposta inconsistência conforme mostrado na Tabela 1.


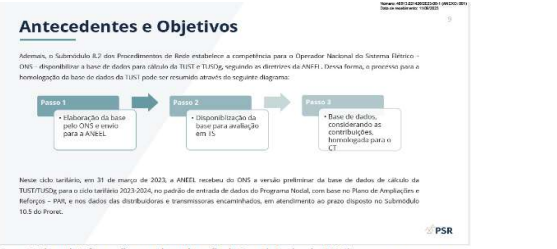
28. A alteração dessa premissa balizadora vinculada ao Edital de Licitação, pode gerar insegurança jurídica e instabilidade regulatória para todo o setor elétrico. A Figura 2, extraída da Página 13 da Cartilha ANEEL sobre Sinal Locacional9, publicada em 28 de setembro de 2023, mostra a constatação de desajustes maiores com a adoção do submódulo 9.4 do PRORET em detrimento da norma anterior, que foi revogada e que estabelecia TUST estabilizadas previamente ao certame.


29. E sobre esse tema, reside uma assimetria de informação entre o que o agente ofertou e o que ele ofertaria em caso de refazimento. Como reverter isso para o preço final da energia comercializada? Em outras palavras, significa dizer que a reversão desse efeito é imensurável e que poderia afetar o resultado da licitação caso os valores fossem outros.



30. Para os usuários que usam o serviço de transmissão através de seu acesso à Rede de Distribuição, há que se considerar que a estrutura tarifária é definida a partir de um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado da distribuidora de energia elétrica detentora de determinada área de concessão. Tais tarifas refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários. Assim, diferentemente daqueles usuários conectados à Rede Básica, não há aplicação de uma tarifa específica para esses usuários (à exceção de pouquíssimas unidades consumidoras em alta tensão, pertencentes ao subgrupo A1 conectadas em 230 kV de propriedade da distribuidora). Isso decorre da estrutura definida da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD e da Tarifa de Energia – TE a seguir:



 <b>CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024</b> <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b> <b>ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 188/2023-STR/ANEEL de 28 de dezembro de 2023.</b>		
<b>EMENTA:</b> Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimento de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST		
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS		
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>31. Das Figuras anteriores observa-se que as componentes da TUSD afetadas são Rede Básica, Rede Básica Itaipu e Energia relacionada à energia oriunda dos leilões do ACR e da parcela das geradoras cotistas. Essas últimas também tiveram suas Receitas Anuais de Geração (RAG) homologadas em julho de 2023 pela REH nº 3.225/2023, considerando as TUST homologadas pela REH nº 3.217/2023. Logo, alterações nessas tarifas podem causar descasamento financeiro para essas usinas.</p>		
<p>32. As componentes mencionadas fazem parte da denominada <b>Parcela A</b> (Transporte – fio A/Perdas/Encargos/TE) da distribuidora, que é <b>repassada integralmente aos consumidores finais</b>. Várias distribuidoras já passaram por <b>processo tarifário de 1º/7/2023</b> até o momento (Enel SP, Equatorial Pará, Elektro, Energisa Sul-Sudeste, CELESC-DIS e Equatorial Maranhão). Em caso de reprocessamentos, as <b>distribuidoras poderiam ficar com superávit ou déficit de cobertura tarifária</b>, ao menos até o próximo processo tarifário quando da restituição das eventuais diferenças no cálculo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Tens da Parcela A – CVA.</p>	Comentário.	O desequilíbrio a que são afetados alguns agentes não pode ser escusa para onerar adicionalmente os consumidores.
<p>33. Em suma, o encadernamento dos processos tarifários dos diferentes segmentos do setor elétrico traz <b>dificuldades operacionais irremediáveis</b> em casos de refazimento, tornando imensuráveis os efeitos provocados para <b>compensação proporcional ao usuário</b>.</p>	Comentário.	O desequilíbrio a que são afetados alguns agentes não pode ser escusa para onerar adicionalmente os consumidores.
<p>34. Por esses motivos, o §5º do submódulo 9.4 do PRORET dispõe sobre a realização de <b>TS prévia à homologação das tarifas</b> e o §52 sobre a <b>blindagem da base de cálculo após a homologação da TUST</b>. E como já dito, tais bases de cálculo são disponibilizadas com até 3 ciclos de antecedências pela ANEEL e ONS para avaliação e crítica dos interessados.</p>		
<p>35. Esses dispositivos foram propostos na 2ª Fase da Consulta Pública nº 39/2021. Cabe destacar que, dentre as 169 contribuições analisadas no Relatório de Análise de Contribuições (RAC) constante do Anexo II da Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 02/2022-SGT/ANEEL11, de 8 de junho de 2022, não houve qualquer manifestação em contrário acerca deles. Portanto, dado que foi oportunizada pela ANEEL ampla discussão pública e transparente desse tema, não é possível alegar desconhecimento ou discordância para afastar tais dispositivos.</p>		
<p>36. A “blindagem” trata-se de artifício comumente utilizado na regulação tarifária, em especial na formação das Bases de Remuneração Regulatória (BRR), conforme Submódulos 2.3, 9.1 e 9.2 do PRORET, visando promover a estabilidade regulatória e a <b>redução da percepção de risco para o investidor e o consumidor</b>.</p>		
<p>37. Em função de todos os desdobramentos mencionados, a regulação optou por oportunizar a participação pública na formação da base de dados para que ela seja consistida “ex-ante” à sua aplicação. Não obstante, mesmo com a implementação de automatizações e estágios de conferência no processo de formação da base de dados, reconhec-se que pode haver inconsistências que somente serão identificadas “ex-post”, dado o grande volume de informações contidas nesses arquivos. Embora se busque continuamente aprimorar a qualidade dos dados e a confiabilidade do processo, <b>não existe metodologia infalível</b>.</p>		
<p>38. Entretanto, o procedimento foi concebido e normatizado para que essas eventualidades sejam minimizadas e seus ajustes implementados como melhorias em processos futuros, com efeitos prospectivos. Dessa forma, emana-se o princípio da razoabilidade para justificar a estrutura do processo arifário e o respeito ao rito normatizado.</p>		
<p>39. De toda forma, é importante destacar que não há qualquer tolerância com eventuais inconsistências, muito pelo contrário. Quando uma inconsistência é constatada, realiza-se criteriosa análise de seu impacto sobre o resultado homologado. Um exemplo desse procedimento pode ser observado na Nota Técnica nº 74/2023-STR/ANEEL de 1º de agosto de 2023, na qual foi analisado o pedido de reconsideração interposto pela Casa dos Ventos contra a REH nº 3.217/2023. Nesse contexto, foram adotadas providências para que a inconsistência identificada não ocorra novamente.<sup>12</sup></p>		
<p>40. Na referida análise, verificou-se que o acatamento do pleito não teria efeito suficiente para desequilibrar o balanço tarifário do ciclo 2023/2024, e que os mecanismos de ajustes naturalmente compensariam eventuais discrepâncias no ciclo seguinte, sem necessidade de alterações na base de dados homologada para que a tarifa correta pudesse ser aplicada ao agente. Isso porque, o agente detinha o direito à estabilização, cujo valor da tarifa já estava estabelecido anteriormente, restando apenas a atualização monetária. Dessa forma, o resultado da tarifa correta do gerador poderia ser obtido sem necessidade de manipulação da base de dados homologada.</p>		
<p>41. Pelo §5º, o exame da Base de Dados da TUST é um dever de toda a sociedade, uma vez que os dados ali inseridos advêm de diversos agentes que demandam do Sistema Interligado Nacional (SIN), sejam eles prestadores de serviços ou usuários propriamente ditos. Portanto, a responsabilidade pela formação dessa base é compartilhada com todo o setor, sendo a ANEEL a instituição que intermedia a sua disponibilização, e o ONS quem centraliza a implementação dos cadastros. No próprio estudo apresentado pela requerente, consta o fluxo de informações normatizado, conforme <b>Figura 5:</b></p>		
 <p><b>Antecedentes e Objetivos</b></p> <p>Ademais, o Submódulo 8.2 dos Procedimentos de Base estabeleceu a competência para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – disponibilizar a base de dados para o ciclo de TUST e TUSD, segundo os diretores da ANEEL. Dessa forma, a presente para a homologação da base de dados da TUST pode ser resumido através do seguinte diagrama:</p> <p>Nesse ciclo tarifário, em 31 de março de 2023, a ANEEL enviou ao ONS a versão preliminar de base de dados de cálculo da TUST/TUSD para o ciclo tarifário 2023/2024, no padrão de entrada de dados do Programa Nodal, com base no Plano de Ampliação e Reforço – PAR, e nos dados das distribuidoras e transmissoras encaminhados, em atendimento ao prazo disposto no Submódulo 9.4 do Proret.</p> <p>Fonte: PSR – Estudo anexo ao pedido da ABEElóica.</p>		
<p>42. A Associação destaca em seu pedido, que a mudança de regra realizada pela Resolução Normativa nº 1.041, de 20 de setembro de 2022, motivou o levantamento realizado no estudo de referência, uma vez que a transição metodológica se iniciaria no ciclo 2023/2024, conforme trecho transcrito a seguir: “Considerando que a nova sistemática de cálculo está sendo utilizada pela primeira vez, a <b>ABEEólica contratou a Consultoria PSR para realizar um estudo detalhado a respeito da aplicação da nova sistemática</b>, em especial dos dados de entrada e valores das tarifas, como detalhado no relatório anexo.”</p>		
<p>43. Cabe frisar que já era de conhecimento público a mudança regulamentar desde a publicação dessa resolução, realizada em 23 de setembro de 2022, de modo que tal levantamento poderia ter sido feito com a antecedência devida para apresentação como contribuição na TS nº 03/2023, o que seria de extrema valia para a apreciação da ANEEL e do ONS.</p>		
<p>44. Contudo, mesmo ciente das mudanças metodológicas previstas, a ABEElóica não realizou qualquer contribuição na TS nº 03/2023, momento conveniente e oportuno para a apresentação de supostas inconsistências na base de dados do ciclo 2023/2024 ou de propostas de aperfeiçoamento. Portanto, a alegação da recorrente de inconsistência nos dados teria que ter sido apresentada até 2 de maio de 2023, sendo assim, intempestivo.</p>		
<p>45. Nessa TS, foram recebidas contribuições de 15 agentes: COPEL-GT, CPFL, GERADOR DIAMANTE (Jorge Lacerda), GRUPO ECHO (gerador), ELEKTRO, ELETROBRAS, ENEL, ENERGISA MT, ENERGISA MS, ENERGISA RO, ENGENHARIA ENERGIA, ISA CTEEP, LIGHT, NEOENERGIA PERNAMBUCO e OMEGA ENERGIA, que tratam em sua maioria de alterações de parâmetros elétricos, configurações de rede e inclusão ou exclusão de geradores na base de dados. A maioria das alterações sugeridas foram implementadas na base de dados, e se encontram analisadas no Anexo VIII da Nota Técnica nº 43/2023-STR/ANEEL de 30 de junho de 2023.</p>		
<p>46. Isto posto, entende-se que:</p>		
<p>i. o processo da <b>TUST foi concebido para não ser refeito</b>, dados todos os desdobramentos mencionados, e que a <b>sociedade concordou com esse procedimento</b> quando da 2ª Fase da CP nº 39/2021 que resultou na emissão da REN nº 1.024/2022;</p>		
<p>ii. não houve cometimento de qualquer ilegalidade na condução do <b>processo tarifário do ciclo 2023/2024</b>, uma vez que se <b>obedeceu ao rito estabelecido</b> na regulamentação para a homologação da base de dados de cálculo da TUST; e</p>		
<p>iii. <b>eventuais inconsistências constatadas devem ser analisadas e tratadas em processos futuros</b>, a fim de se garantir segurança jurídica e estabilidade regulatória.</p>	Comentário.	Inconsistências devem ser corrigidas para eventos futuros.
<b>III.4 – Da análise do mérito do pedido</b>		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024		
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul		
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL		
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 188/2023-STR/ANEEL de 28 de dezembro de 2023.		
EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST		
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS		
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>47. O Submódulo 9.4 do PRORET dispõe na seção 4 sobre a <b>formação da TUST-RB</b> de acordo com as componentes regional e nacional, sendo que a regional deve ser obtida a partir de despacho por submercado definido nas Regras de Comercialização. Cabe destacar que a <b>componente regional, única impactada pela inconsistência apontada pela recorrente, é remanescente das regulamentações anteriores</b>, a Resolução nº 281/1999, as REN nº 117/2004, nº 267/2007 e nº 559/2013</p> <p>48. A definição dos submercados está descrita nas Regras de Comercialização no Caderno 00 – Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) - Versão 2023.3.113, nos seguintes termos: "Submercados são as divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs e cujas fronteiras são definidas em razão da presença de restrições elétricas relevantes aos fluxos de energia. Atualmente o SIN possui 4 submercados organizados por regiões geoeletricas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste." (grifo nosso).</p> <p>49. Ademais, de acordo com o Submódulo 1.2 – Glossário dos Procedimentos de Rede, há definição similar de submercados de energia conforme item 411:</p>		
<p>411. submercados de energia</p> <p>Subdivisões do sistema interligado, correspondentes a áreas de mercado, para as quais são estabelecidos preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão.</p>		
<p>50. Como pode-se observar, essas definições são demasiadamente genéricas, <b>descrevendo apenas as regiões que compõe cada submercado (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste)</b>, mas não detalham as unidades federativas e tampouco os pontos de conexão que devem ser abrangidos em cada submercado.</p> <p>51. Como dito nas definições, a formação dessas zonas geoeletricas vão além de aspectos meramente geográficos, uma vez que as restrições de transmissão desempenham papel fundamental em suas delimitações. Com base nisso, o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de Junho de 2023, emitido pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico (DMSE) do Ministério de Minas e Energia (MME), detalha a divisão das unidades federativas em cada submercado, bem como o tratamento conferido aos bipolos de corrente contínua.</p> <p>52. Cabe pontuar as diferenças entre as delimitações dos submercados em relação à subdivisão regional delimitada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). O estado do Maranhão, pertencente à região Nordeste, faz parte do submercado Norte e os estados do Acre e Rondônia, pertencentes à região Norte, são alocados no submercado Sudeste/Centro-Oeste, conforme pode ser observado da Figura 6.</p>		
 <p>Figura 6. Mapa do Brasil mostrando a divisão dos submercados de energia elétrica.</p>		
<p>53. Para os bipolos de corrente contínua, que transportam energia em grandes distâncias, há a descrição de cada um deles e a alocação no respectivo submercado, conforme transcrição a seguir:</p> <p>1. Os Bipolos da Coletora Porto Velho são formados por dois bipolos CC de 600 kV, cada, que interligam as usinas de Jirau e Santo Antônio ao SIN. Localizados entre as Subestações Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara 2 (SP), com uma extensão aproximada de 2.375 km, fazem parte do subsistema SE/CO.</p> <p>2. Os <b>Bipolos do Nó de Xingu</b> são formados por dois bipolos CC de 800 kV, cada, que auxiliam no escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte ao SIN. O Bipolo 1 localiza-se entre as Subestações Xingu (PA) e Estreito (MG), com uma extensão aproximada de 2.087 km. Já o Bipolo 2 localiza-se entre as Subestações Xingu (PA) e Terminal Rio (RJ), com extensão aproximada de 2.550 km. Ambos fazem parte do subsistema Norte.</p> <p>3. Os bipolos que escoam a energia produzida das unidades geradoras de Itaipu em 50 Hz são formados por dois bipolos CC de 600 kV, cada, localizados entre as Subestações Foz do Iguaçu (PR) e Itaipu (SP), com uma extensão aproximada de 810 km e fazem parte do subsistema SE/CO.</p>		
<p>54. As classificações dos bipolos dos itens 1 e 3, exclusivos para as usinas do Complexo do Madeira (UHES Santo Antonio e Jirau) e Itaipu (50 Hz), respectivamente, estão relacionadas ao submercado Sudeste/Centro-Oeste. Cabe lembrar que as instalações do bipolo de corrente contínua de Itaipu (50 Hz) estão associadas às Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso exclusivo da usina, sendo custeadas pela Tarifa de Transporte de Itaipu, não compoem, assim, as TUST-RB.</p> <p>55. Cumpre destacar também que não consta qualquer definição específica a respeito da alocação da parte referente às instalações de transmissão em Corrente Alternada (CA) que escoam a geração da UHE Itaipu (60 Hz), sendo essas, abrangidas no cálculo da TUST-RB.</p> <p>56. Já o bipolo mencionado no item 2, apesar de ter sido inicialmente concebido para escoar a energia da UHE Belo Monte, sua utilização não se restringe exclusivamente a essa usina. Essa instalação também é utilizada para transportar a energia de outras usinas, principalmente aquelas de fontes renováveis localizadas no Nordeste, em razão das restrições nas interligações Nordeste-Sudeste. Por isso o nome de "Nó de Xingu", composto por 11 linhas CA em 500 kV (5 oriundas da UHE Belo Monte e 6 de outras subestações do SIN, como Jurupari, Tucuruí e Serra Pelada) e 4 linhas em CC referente aos dois bipolos. Assim, a UHE Belo Monte também pode escoar sua energia para o sistema de corrente alternada da região Norte.</p>	Comentário.	A UHE Belo Monte só tem produção plena de 11.000 MW durante os 3 meses de cheia do Rio Xingu, sendo que os demais 9 meses a potência disponível turbinável se reduz para 1.000 MW. O sistema de transmissão foi dimensionado para o pico, apresentando também uma significativa e desproporcional subutilização durante 9 meses a cada ano.
<p>57. Ademais, de acordo com o Edital de Licitação nº 06/2009 das UHES Belo Monte e Pimental Belo Monte, o item 14.11 definiu que: "A ENERGIA CONTRATADA será entregue no centro de gravidade do submercado Norte." Portanto, foi feita a escolha por essa representação, que por sua vez também foi replicada no cálculo tarifário de ambas as usinas, conforme contratação realizada no CUST: UHE Belo Monte representada no ponto de conexão da subestação Xingu 500 kV (que deriva para outras linhas de transmissão em corrente alternada em 500 kV e para o bipolo de corrente contínua em 800 kV) e a UHE Pimental Belo Monte no ponto de conexão da subestação Altamira 230 kV (que deriva para o sistema em CA na região do estado do Pará).</p> <p>58. De todo modo, não há regramento específico que defina objetivamente o critério de associação de cada ponto de conexão (menor granularidade) ao respectivo submercado. Em contrapartida, cabe ao ONS analisar as delimitações dos submercados conforme estabelecido no art. 8º da REN nº 1.032/2022, tendo como premissa a existência de restrições relevantes de transmissão conforme item 411 dos Procedimentos de Rede:</p> <p>"Art. 8º O ONS deverá atualizar os pontos de fronteira entre os submercados que compõem o SIN a cada revisão quadrimestral do Plano da Operação Energética – PEN. "</p>	Comentário.	A UHE Belo Monte só tem produção plena de 11000 MW durante os 3 meses de cheia do Rio Xingu, sendo que os demais 9 meses a potência disponível turbinável se reduz para 1000 MW. O sistema de transmissão foi dimensionado para o pico, apresentando também uma significativa e desproporcional subutilização durante 9 meses a cada ano.
<p>59. Tal prerrogativa está sobre o contexto da comercialização da energia elétrica, dispoendo sobre a consolidação dos atos regulatórios relativos à elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO, e para a formação do Custo Marginal da Operação – CMO e do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD; à atualização do valor do patamar da função de custo do déficit de energia elétrica; e aos critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do PLD e o valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEOItaipu).</p> <p>60. De fato, o cálculo da TUST utiliza das subdivisões desse mercado de energia, embora com enfoque na sinalização de preços para uso da rede elétrica, a partir da potência elétrica injetada em cada ponto de conexão, de modo que os conceitos elétricos e energéticos podem não estar devidamente alinhados em cada processo, tornando crucial uma análise aprofundada das características e objetivos de cada conceito para a implementação adequada das premissas de cálculo da tarifa.</p> <p>61. Veja que o documento de referência do MME coloca como fonte dos dados o próprio ONS. Portanto, entende-se que é prerrogativa do ONS estabelecer os critérios de alocação dos submercados aos respectivos pontos de conexão. A ANEEL, quando necessário, pode eventualmente oferecer orientações nos casos em que haja lacunas ou falta de clareza, considerando as finalidades de cada processo, quais sejam, comercialização de energia e tarifação do uso da rede elétrica.</p> <p>62. Como já mencionado, tanto a regulamentação anterior de cálculo da TUST, como a vigente, fundamentam-se em caso base de fluxo de potência que considera o despacho das usinas de maneira proporcional ao submercado nas quais estão inseridas. A regra anterior considerava de forma integral e a atual parcialmente, respeitando a transição disposta na seção 10 do Submódulo 9.4 do PRORET, conforme §§ 88 a 92 acerca dos percentuais de participação dos despachos regional e nacional, Pdr e Pdn, respectivamente:</p>		



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

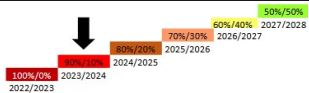
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 188/2023-STR/ANEEL de 28 de dezembro de 2023.

EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimento de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

Table with 3 columns: TEXTO/ANEEL, TEXTO/INSTITUIÇÃO, JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO



63. Portanto, as eventuais inconsistências assinaladas seriam resultantes de herança da metodologia anterior, uma vez que afetariam apenas a parcela da tarifa concernente ao despacho regional, sem qualquer comprometimento à parcela do despacho nacional, uma vez que não há condição relacionada à submercados nesse último cenário. Sendo assim, o novo regramento reduz significativamente os efeitos de inconsistências na modelagem de submercados de energia, não sendo, portanto, a causa das supostas inconsistências levantadas pela ABEEólica. Como enfatizado no próprio estudo encaminhado, sob essa hipótese, o efeito decorrente das alterações sugeridas pela requerente, considerando a metodologia anterior (100% de despacho regional), seria majorado em relação à praticada atualmente

64. Ademais, de acordo com o Submódulo 8.2 – Disponibilização de Dados para cálculo tarifário – dos Procedimento de Rede, o ONS deve disponibilizar a base de dados de cálculo da TUST, observando a regulamentação e a sistemática estabelecida pela ANEEL. Conforme o item 1.1.2 deste Submódulo, a base de dados deve conter, dentre outros:

"1.1.2. A base de dados de entrada para o programa Nodal contém:
(a) a topologia da Rede Básica, contendo o sistema existente nos estudos do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) para o horizonte correspondente;"

65. Isto posto, foi solicitada, por meio do Ofício nº 138/2023-STR/ANEEL16, de 25 de setembro de 2023, a manifestação do ONS acerca:

- i. o critério adotado na representação da base de dados de cálculo da TUST, no que tange a associação das barras ao submercado de energia;
ii. da procedência das supostas inconsistências apresentadas pela ABEEólica e de eventualmente outras não identificadas;
iii. das referências apontadas no aludido estudo, se seriam válidas para esta comparação; e
iv. das medidas de certificação dos dados utilizados pelo ONS na confecção da base de cálculo da TUST, bem como de eventuais aperfeiçoamentos futuros.

66. Apesar das supostas inconsistências apresentadas pela ABEEólica não se referirem à base de dados confeccionada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), espera-se que os critérios de modelagem para o cálculo tarifário estejam alinhados entre essas instituições. Dessa forma, também foi enviado o Ofício nº 145/2023-STR/ANEEL17, de 9 de outubro de 2023, à EPE, responsável pela elaboração de bases de dados de cálculo da TUST prospectivas no horizonte do Plano Decenal de Energia Elétrica (PDE), a fim de que se manifestasse sobre:

- i. o critério adotado na representação da base de dados de cálculo da TUST, no que tange a associação das barras ao submercado de energia; e
ii. as medidas de certificação dos dados utilizadas pela EPE na confecção da base de cálculo da TUST, bem como de eventuais aperfeiçoamentos futuros.

67. Cabe enfatizar que, durante a vigência das RENs nº 267/2007 e nº 559/2013, as bases da EPE foram utilizadas para cálculo e homologação das TUST estabelecidas. Atualmente, essas bases são utilizadas majoritariamente para projeção de valores, enquanto as bases do ONS são adotadas para a homologação das tarifas a serem aplicadas no ciclo tarifário.

68. Em resposta ao Ofício nº 138/2023-STR/ANEEL, o ONS informou por meio de sua carta CTA- ONS DTA 1963/202318, protocolada em 25 de outubro de 2023, que:

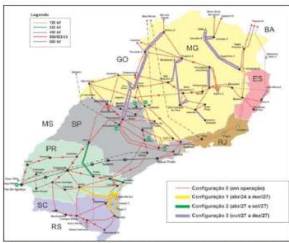


Figura 7: Linhas de Transmissão do Sul para o Sudeste (Fonte: site Itaipu)

69. Em resposta ao Ofício nº 145/2023-STR/ANEEL, a EPE informou por meio do Ofício nº 0614/2023/DEE/EPE19, protocolado em 21 de dezembro de 2023, que:

8. De acordo com as respostas do ONS e EPE acerca dos critérios para alocação dos submercados para fins de cálculo da TUST, constata-se a ausência de clareza e objetividade na regulamentação da matéria para realização dessa atividade. De todo modo, nota-se convergência majoritária dessas instituições com relação ao critério eletrogeográfico, de alocação de acordo com as unidades federativas abrangidas em cada submercado. Contudo, observa-se subjetividade em relação ao critério de pontos localizados nas interligações regionais, o que pode gerar dúvida de representação a depender da interpretação conferida na análise do submercado eletricamente mais próximo, uma vez que os modelos de representação elétricos e energéticos podem não ser coincidentes.

(...)

31. Tendo em vista que os propósitos são distintos, não se vê óbices nessa representação para essa finalidade, liquidação de energia. Além disso, o §1º do art. 8º da REN nº 1.032/2022 dispõe sobre a manutenção do submercado originário do agente, mesmo após as atualizações dos pontos de fronteiras entre os submercados.

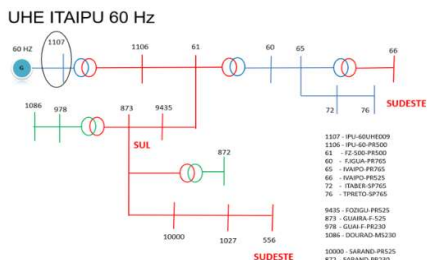


Figura 10: Diagrama do Sistema de Transmissão de escoamento da UHE Itaipu (60Hz) modelado no arquivo PWF.

Comentário.

Nova Itemização foi reiniciada partir deste ponto na NT-188.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024		
		
<b>NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>		
<b>ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 188/2023-STR/ANEEL de 28 de dezembro de 2023.</b>		
<b>EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST</b>		
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS		
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>32. Pelo diagrama unifilar obtido a partir do arquivo PWF, os pontos de conexão que fazem fronteira entre os submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste são as barras 72 (Itaberá 765 kV) e 556 (Assis 525 kV). Como dito, todos os demais pontos estão modelados no submercado Sul, exceto o ponto de conexão da UHE Itaipu (60 Hz) representado na barra 1107. Portanto, a representação da barra 1107, atualmente empregada no submercado Sudeste/Centro-Oeste, não guarda coerência sob o ponto de vista físico-elétrico. Desse modo, uma vez identificada mais uma inconsistência de mesma natureza apontada pela ABEEólica, recomenda-se que o ONS avalie a pertinência de atualizar a representação da barra 1107 para o submercado Sul no âmbito do próximo processo de revisão quadrimestral do Plano da Operação Energética – PEN, considerando também os aspectos energéticos nos termos do art. 8º da REN nº 1.032/2022, uma vez que não há restrições de transmissão para o escoamento integral da potência elétrica oriunda da UHE Itaipu (60 Hz) para o submercado Sul, conforme informado em sua própria manifestação.</p> <p>41. Diante de todo o exposto, conclui-se:</p> <p>i. Que na ausência de um <b>regramento que defina clara e objetivamente os critérios a serem adotados na alocação dos submercados aos respectivos pontos de conexão, não há como se caracterizar expressamente cometimento de "erro material"</b> na montagem da base de dados da TUST, dada a <b>possibilidade interpretativa pontuada pelo ONS e EPE em suas manifestações</b>;</p> <p>ii. Que as <b>inconsistências apontadas</b> nas Tabelas 1 e 2 devem ser <b>reconhecidas como aprimoramentos</b> a serem incorporados na base de dados de cálculo da TUST dos ciclos futuros, a iniciar pelo ciclo 2024/2025, uma vez que tornam a representação do modelo de cálculo mais consistente e como explanado na seção III.3. <b>há dispositivo no regulamento que blinda a base de dados dos ciclos incorridos</b>;</p> <p>iii. Que <b>outras medidas de aperfeiçoamento</b> na montagem das bases de dados devem ser <b>aplicadas a partir do ciclo 2024/2025 pelo ONS e EPE</b>, tais como: informatização na inserção de dados nos arquivos e disponibilização de planilha separada com as associações das barras aos respectivos submercados;</p> <p>iv. Que a <b>STR irá providenciar melhoria no Programa Nodal</b> com a finalidade de emitir "Aviso de Alerta" identificando as barras modeladas em submercados distintos à aplicação do "Critério Geral", para que o técnico possa analisar a pertinência ou não de aplicação do "Critério Específico";</p> <p>v. Por recomendar ao ONS e à EPE que, a partir do ciclo 2024/2025, o processo de formação da base de dados da TUST considere a seguinte <b>orientação para fins de alocações</b> dos submercados aos pontos de conexão:</p> <p>v.a) <b>Critério Geral:</b> alocar cada ponto de conexão de acordo com divisão de submercados de energia constante de documento de referência, subsidiado pelo próprio ONS, e disponibilizado pelo MME à época do ciclo tarifário (Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro ou outro que venha a sucedê-lo); e</p> <p>v.b) <b>Critério Específico:</b> Ponto de conexão localizado em unidade da federação, cuja ligação elétrica seja exclusiva em submercado divergente do resultante da aplicação do Critério Geral, adotar o submercado da efetiva ligação elétrica. Essas situações devem ser acompanhadas e atualizadas continuamente a cada ciclo tarifário.</p> <p>vi. Pela integração do item iv) ao Submódulo 9.4 do PRORET; e</p> <p>vii. Que seja recomendado ao ONS a avaliação da representação da barra 1107 no submercado Sul no âmbito do próximo processo de revisão quadrimestral do Plano da Operação Energética – PEN, nos termos do art. 8º da REN nº 1.032/2022, uma vez que não há restrições de transmissão para o escoamento integral da potência elétrica oriunda da UHE Itaipu (60 Hz) para o submercado Sul, conforme informado em sua própria manifestação; e</p> <p>viii. Que não há inconsistência no MUST da usina <b>ONA Porto do Açu III</b>, que está em fase de motorização.</p> <p>42. Dessa forma, caso o pedido seja apreciado pela diretoria, conclui-se pelo acatamento parcial do pedido de reconsideração com efeitos a partir do ciclo 2024/2025.</p> <p><b>III.5 – Do Estudo Tarifário</b></p> <p>43. Primeiramente, cabe destacar a qualidade do material disponibilizado, demonstrando, como sempre, a capacidade da PSR em executar análises de alta complexidade, sendo de <b>suma importância a sua participação nos processos regulatórios da agência</b>.</p> <p>44. No entanto, com a devida vênia, entende-se que <b>algumas conclusões não consideraram métrica compatível</b> nas análises efetuadas. Tais considerações estão associadas à forma de cálculo da tarifa média por submercado apresentada nos gráficos das páginas 23 e 24, acerca da <b>Tarifa da Barra (TB) e Tarifa Controlada (TC)</b>, respectivamente, que reside no fato de se calcular pela média aritmética simples das tarifas individuais obtidas. Ao se fazer isso, obtêm-se tarifas médias que não consideram o <b>porte dos Agentes</b> e, assim, se aplicadas, não recuperariam a receita devida <b>nos submercados</b>.</p> <p>45. A maneira entendida como adequada é <b>calcular os encargos recuperados com cada tarifa abrangida no submercado</b>. A partir do encargo total por submercado, divide-se pelo montante de uso do respectivo submercado, ou seja, o cálculo de uma <b>média ponderada pelo MUST</b>. Destaca-se que esse procedimento foi feito no cálculo da TUST-RB média de aplicação, no gráfico da página 26. Em suma, identificou-se que <b>foram utilizadas métricas diferentes para a mesma finalidade</b>.</p> <p>46. Segundo a hipótese do estudo da PSR e efetuando o cálculo da forma entendida como adequada, o impacto das alegadas inconsistências, dimensionado pela diferença média na <b>Tarifa da Barra (TB)</b>, que não é a efetivamente aplicada, em especial na região Sul como ressaltado no pedido, seria reduzida de <b>1,8 R\$/kW (7,33 para 9,13)</b> e não de cerca de <b>3,0 R\$/kW (6,42 para 9,26)</b>. No caso da <b>Tarifa Controlada (TC)</b>, seria reduzida de <b>1,3 R\$/kW (7,76 para 9,07)</b> e não de aproximadamente <b>2 R\$/kW (7,16 para 8,97)</b>. Além disso, o estudo considera no cálculo dessa tarifa média o estado de Tocantins alocado no Sudeste/Centro-Oeste, quando o adequado é na região Norte.</p> <p>47. Além das <b>23 barras apontadas pela PSR</b> na Tabela 1, o <b>ONS destacou mais 48 barras</b> que merecem aprimoramentos quanto à representação dos submercados, conforme mostrado na Tabela 2. Feitos esses ajustes, a <b>STR calculou a medida de impacto tarifário real</b>, conforme a TUST-RB de aplicação, que está efetivamente publicada nos anexos I e II da REH nº 3.217/2023. A partir dessa referência, calculou-se as TUST-RB média por submercado das tarifas homologadas e das obtidas na hipótese dos ajustes identificados pela PSR e ONS (Tabela 2), conforme mostrado na Figura 11:</p>		
	Comentário.	Importante que a Aneel sempre considere todas as contribuições recebidas e opte pela que for melhor para o conjunto de consumidores.
 <p>Figura 11: TUST-RB de aplicação considerando os efeitos dos aprimoramentos identificados nas Tabelas 1 (PSR) e 2 (ONS) na base do ciclo 2023/2024.</p>	Comentário.	Efeitos são distintos para cada região sendo o mais impactante na região Sul. NE -0,21% S 2,99% N -0,20% SE/CO 0,09%
<p>48. Vê-se que, as <b>diferenças reais entre as TUST-RB médias</b> seriam bem menores do que as citadas no pedido. Para a região Sul seria de <b>0,24 R\$/kW</b>. Diferentemente da forma apresentada pela PSR, a medida de impacto efetivo deve ser feita com base na TUST-RB efetivamente aplicada aos usuários e não na Tarifa da Barra, que é apenas uma referência para composição da Tarifa Controlada. Com relação ao impacto global nos segmentos geração e consumo, as inconsistências apontadas representam o efeito alocativo de <b>+0,14% da RAP22 para o segmento geração e -0,14% da RAP para o segmento consumo</b>, em termos monetários cerca de <b>R\$ 55,9 milhões</b>, a preços de junho de 2023.</p> <p>49. De toda forma, também se comparou as Tarifas da Barra (TB) e Controlada (TC), nos moldes apresentados no estudo, como mostrado nas Figuras 7 e 8. Vê-se que a diferença na <b>região Sul</b> para a Tarifa da Barra (TB) seria de <b>0,83 R\$/kW, cerca de 11% de variação</b>. Nessa mesma região, a diferença da Tarifa Controlada (TC) seria de <b>0,40 R\$/kW, cerca de 5% de variação</b>. Valores bem inferiores aos apresentados no estudo.</p>	Comentário.	Conforme cálculos da Aneel, o efeito alocativo privilegia os consumidores de energia elétrica e deixa a sua imputação mais aderente à realidade, portanto estamos de acordo.





CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

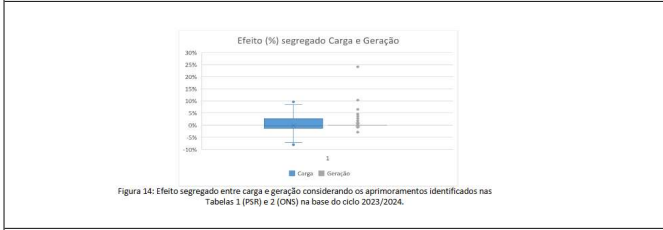
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 188/2023-STR/ANEEL de 28 de dezembro de 2023.

EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

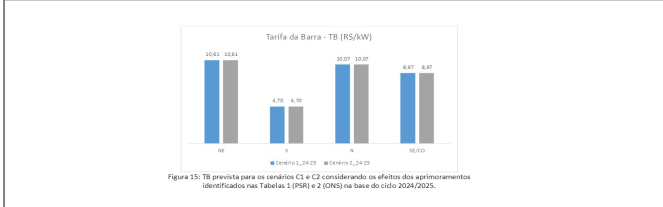
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

Table with 3 columns: TEXTO/ANEEL, TEXTO/INSTITUIÇÃO, JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO. Contains charts for Tarifa da Barra (TB) and Tarifa Controlada (TC) comparing Homologado and PSR\_ONS scenarios across regions NE, S, N, and SE/CO.



50. Em termos de efeitos percentuais segregados, é apresentado o gráfico abaixo, que mostra a dispersão dos efeitos das inconsistências apontadas entre os usuários do segmento geração e consumo. Para o segmento geração, em função das tarifas estabilizadas válidas para boa parte desse grupo, a média, a mediana e o terceiro quartil são nulos, embora existam poucos casos de efeitos mais expressivos. Para o segmento consumo, a média e a mediana também são coincidentes e nulas, embora haja maior dispersão dos efeitos, em que o terceiro quartil resulta em 3% de efeito.



51. A ABEÉólica argumenta que haveria favorecimento de terceiros, o que prejudicaria a concorrência na comercialização de energia. A STR entende que eventuais diferenças decorrentes de aprimoramentos na base de dados, que se tivessem sido implementados antes da homologação gerariam outros resultados, não devem ser entendidos como inconsistências que favorecem terceiros. É um julgamento que inverte a lógica de formação do processo tarifário, o que não procede de acordo com as motivações apresentadas na seção III.3.

52. De toda sorte, cabe destacar que, a maior afetada positivamente pelos prováveis aprimoramentos seria a UHE Passo Real, que é uma usina integralmente cotista, isto é, não comercializa energia no mercado, alocando toda sua produção às distribuidoras detentoras de cotas de garantia física.

53. Por sua vez, todos os custos associados à produção, como por exemplo, o uso do sistema de transmissão, estão incluídos na RAG dessa usina, que é repassada para as tarifas dos consumidores dessas distribuidoras. Logo, não é uma concorrente das centrais de geração da associação e nem de qualquer outra, uma vez que está compreendida nesse mercado regulado de cotas de garantia física. As demais usinas afetadas possuem diferenças tarifárias iguais ou inferiores a 10%, o que não justifica tal afirmação.

54. Com a norma revogada (REN nº 559/2013), eventuais inconsistências no cálculo da TUST estabilizada dos geradores acabavam cristalizando e gerando efeitos por 10 ciclos ou até mesmo pela outorga, no caso de vencedores de Leilão do ACR. Com a métrica atual, mesmo que ocorram esses eventos, o processo tem condições de saná-las ao longo do tempo, de maneira a convergir para a situação considerada ideal. De modo a demonstrar esse efeito, simulou-se a projeção por submercado das Tarifas médias de Aplicação (TUST-RB), da barra (TB) e Controlada (TC), assim como apresentado anteriormente, considerando dois cenários projetados para o ciclo 2024/2025: (C1) implementações dos aprimoramentos a partir do ciclo 2024/2025, como apreçoado pela STR e (C2) a partir do ciclo 2023/2024, como planejado.

55. Para essas simulações utilizou-se os dados apresentado na Tabela a seguir. A RAP foi obtida considerando o valor estimado na RAP prospectiva do ciclo 2024/2025 apresentando na Tabela 12 da Nota Técnica nº 43/2023-STR/ANEEL23, de 30 de junho de 2023, atualizado a preços de junho de 2024 pelo IAT previsto de 2,98%24. Além disso, considerou-se a transição prevista para o ciclo 2024/2025, em que a participação do despacho regional (PDR) será de 80%. As demais condições foram mantidas.

Tabela 4. Dados de entrada para a simulação do ciclo 2024/2025 nos cenários C1 e C2. Tabela com 3 colunas: Entrada de Dados do Programa Nodal, Ciclo 2024-2025, Referência.

56. Adiante são apresentados os resultados na forma de gráficos:



**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024**  
**NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul**  
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 188/2023-STR/ANEEL de 28 de dezembro de 2023.**

**EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimento de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base de dados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST**

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
-------------	-------------------	---------------------------

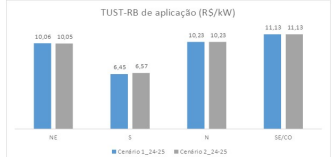


Figura 14: TUST-RB prevista para os cenários C1 e C2 considerando os efeitos dos aprimoramentos identificados nas Tabelas 1 (PSR) e 2 (ONS) na base do ciclo 2024/2025.

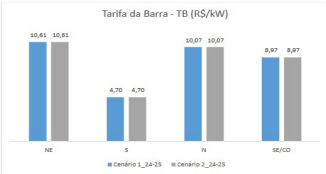


Figura 15: TB prevista para os cenários C1 e C2 considerando os efeitos dos aprimoramentos identificados nas Tabelas 1 (PSR) e 2 (ONS) na base do ciclo 2024/2025.

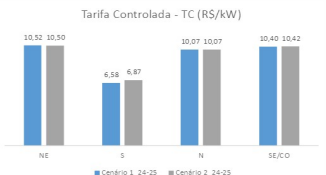


Figura 16: TC prevista para os cenários C1 e C2 considerando os efeitos dos aprimoramentos identificados nas Tabelas 1 (PSR) e 2 (ONS) na base do ciclo 2024/2025.

57. Como esperado, observa-se convergência praticamente em todas as tarifas dos submercados Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. A diferença que resta é na Tarifa Controlada do submercado Sul, que apesar de não igualar plenamente, reduziu a diferença mostrada no gráfico da Figura 13. Desse modo, pode-se garantir que essa convergência tarifária ocorrerá em todos os submercados, uma vez que a metodologia atualmente empregada foi criada para se acomodar às evoluções do sistema de maneira gradativa.

**III.6 – Do eventual afastamento do § 52 do Submódulo 9.4 do PRORET**

58. Caso a diretoria Colegiada da ANEEL entenda pelo afastamento do § 52 do Submódulo 9.4 do PRORET, entendendo que as **inconsistências detectadas** devem ensejar correções dos processos homologados, salientamos que os impactos podem abranger **diversos ciclos incorridos**, como mostrado nas Tabelas 1 e 2. Nesse contexto, entende-se que:

- o refazimento deve compreender a reavaliação de todos os processos tarifários destacados na Tabela 5 relacionados às TUST homologadas nos últimos 5 anos, afetados pelas inconsistências ora identificadas ou outras que porventura sejam encontradas, incluindo TUST estabilizadas homologadas em ciclos tarifários e em leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Isso porque as regularizações de situações pretéritas devem ser baseadas nos arts. 53 e 54 da Lei nº 9.784/1999, em que os eventuais efeitos retroativos devem operar no período máximo de 5 anos, por preclusão administrativa.
- será necessário o prazo de 3 (três) anos a partir da deliberação da diretoria para que essa reavaliação seja feita**, sem detrimento das demais atribuições, considerando a apresentação dos resultados e de proposta de sistemática que confie precisão razoável de execução dos eventuais efeitos compensatórios aos usuários afetados; e
- Que seja aberta consulta pública a fim de se obter subsídios a respeito da viabilidade de manutenção dos §§ 50 e 52 do Submódulo 9.4 do PRORET, dado seu potencial de inoperância, com eventual apreciação adicional pela Procuradoria Federal junto à ANEEL, considerando em especial: (a) a desobrigação de realização de Tomada de Subsídios; e (b) a "desblindagem" da base de dados.

**V - DA CONCLUSÃO**

60. Diante do exposto e em resposta ao Memorando nº 333/2023-ASD/ANEEL, conclui-se:

- Pela **inadmissibilidade do pedido de reconsideração** interposto pela ABEEólica, por intempestividade;
- Caso seja recepcionado pela Diretoria Colegiada da ANEEL, pelo **acatamento parcial do pedido com efeitos a partir do ciclo 2024/2025**, conforme exposto na seção III.4 desta Nota Técnica; e
- Por orientar ao **ONS e à EPE a adoção de critérios objetivos de representação dos submercados** na base de dados de cálculo da TUST, bem como as medidas de aperfeiçoamento em sua confecção, conforme disposto na seção III.4 desta Nota Técnica, para aplicação a partir do ciclo 2024/2025;
- Pela **abertura de Consulta Pública** em processo específico, visando a integração dos critérios objetivos de representação dos submercados na base de dados de cálculo da TUST no Submódulo 9.4 do PRORET, a seguir transcritos:

iv.a) **Critério Geral:** alocar cada ponto de conexão de acordo com divisão de submercados de energia constante de documento de referência, subsidiado pelo próprio ONS, e disponibilizado pelo MME à época do ciclo tarifário (Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro ou outro que venha a sucedê-lo); e

iv.b) **Critério Específico:** Ponto de conexão localizado em unidade da federação, cuja ligação elétrica seja exclusiva em submercado divergente do resultante da aplicação do Critério Geral, adotar o submercado da efetiva ligação elétrica. Essas situações devem ser acompanhadas e atualizadas continuamente a cada ciclo tarifário.

- Por recomendar ao ONS a avaliação da representação da barra 1107 no submercado Sul no âmbito do próximo processo de revisão quadrimestral do Plano da Operação Energética – PEN, nos termos do art. 8º da REN nº 1.032/2022, uma vez que não há restrições de transmissão para o escoamento integral da potência elétrica oriunda da UHE Itaipu (60 Hz) para o submercado Sul, conforme informado em sua própria manifestação; e
- Caso seja dado provimento ao pedido de reconsideração, que seja considerado o refazimento dos processos tarifários incorridos no horizonte de 5 anos, conforme explanado na seção III.6.

**VI - DA RECOMENDAÇÃO**

61. Recomenda-se que esta Nota Técnica, contendo a análise do pedido de reconsideração interposto pela ABEEólica contra a Resolução Homologatória (RH) nº 3.217, de 4 de julho de 2023, que estabeleceu as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2023/2024, seja submetida à apreciação da Diretoria Colegiada da ANEEL

EDUARDO SERRATO Especialista em Regulação DENIS PEREZ JANNUZZI Especialista em Regulação  
MATEUS OLIVEIRA FERREIRA Especialista em Regulação De acordo: CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES  
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
-------------	-------------------	---------------------------

--	--	--

--	--	--

--	--	--

--	--	--


--	--	--

Comentário.	Concordamos com a inclusão do Critério Geral no Submódulo 9.4 do Proret que trata dos CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU.
-------------	---

Comentário.	Concordamos com a inclusão do Critério Específico no Submódulo 9.4 do Proret que trata dos CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU.
-------------	--

--	--	--

--	--	--


CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024		
		
<b>NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>		
<b>ATO REGULATÓRIO: ANEXO LXIII Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret</b> <b>CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU Versão 1.2</b>		
<b>EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST</b>		
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>		
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
ANEXO LXIII Submódulo 9.4 CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU Versão 1.2 <b>1. OBJETO</b> 1. Estabelecer os procedimentos utilizados para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da Tarifa de Transporte de Itaipu. <b>2. ABRANGÊNCIA</b> 2. Aplica-se às centrais de geração, autoprodutores, consumidores, importadores e exportadores de energia elétrica, ou seja, todos aqueles que acessam a rede básica (sistêmica), em nível de tensão igual ou superior a 230 kV, bem como aos novos empreendimentos de geração participantes de leilões de energia nova com previsão de conexão à rede básica e que não estejam em operação comercial. <b>3. METODOLOGIA NODAL PARA CÁLCULO DA TUST-RB</b> 3. A metodologia para cálculo das tarifas e encargos nodais se baseia na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos ocasionados em tais pontos. 4. Os encargos são ajustados ao montante necessário para cobrir os custos de serviço do sistema de transmissão ou de distribuição, por meio de valor aditivo à tarifa de cada barra, de forma a preservar a relatividade dos encargos entre os diversos agentes usuários. 5. Assim, metodologia nodal busca capturar a variação dos custos de expansão da rede, decorrente de um incremento marginal de injeção de potência, causados pelo crescimento da carga ou da geração, considerando as condições de demanda em que os elementos de transmissão são utilizados em carregamento máximo. 6. Para a aplicação da metodologia são adotadas as seguintes hipóteses: i. utiliza-se a "rede ideal de custo mínimo", que se refere à rede necessária para o atendimento da demanda a partir das usinas existentes, e que tem a mesma topologia e impedâncias da rede existente no horizonte de cálculo; ii. a capacidade de transmissão de cada linha e transformador da rede ideal coincide com o fluxo verificado no elemento, na condição de demanda considerada para o estabelecimento das tarifas de transmissão, e iii. admite-se que a expansão da rede de transmissão se fará utilizando as rotas existentes. Isto implica em considerar que é possível expandir por meio de acréscimos marginais na capacidade de transmissão das rotas existentes. 7. A solução analítica do modelo é obtida a partir da rede ideal de custo mínimo em que é calculado um caso base de fluxo de potência linear por meio da construção da matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes linhas e transformadores com a potência injetada em cada barra do sistema. 8. Esta matriz de sensibilidade é obtida a partir da matriz de impedâncias "Zbus" que se calcula como parte do processo de solução do fluxo de potência linear. Cada sensibilidade é definida matematicamente como: $\beta_{L,b} = \frac{dF_L}{dI_b}$	Comentário.  Comentário.	A lógica está perfeita e adequada, porém na prática, tem-se observado um aumento exponencial nos subsídios que são alocados aos consumidores cativos em benefício dos consumidores livres, no caso de aquisição de energia incentivada com desconto de 50% na TUST.  A lógica está perfeita e adequada, porém na prática, tem-se observado um aumento exponencial nos subsídios que são alocados aos consumidores cativos em benefício dos consumidores livres, no caso de aquisição de energia incentivada com desconto de 50% na TUST.
Onde: $\beta_{L,b}$ – fluxo incremental resultante no elemento L, linha ou transformador, devido ao incremento da demanda ou da geração na barra b; $F_L$ – fluxo de potência no elemento L, em MW; e $I_b$ – potência injetada ou retirada na barra b, em MW. 9. Em outros termos, aumentando-se em 1 MW a carga ou a geração em uma barra do sistema, pode-se determinar a variação dos fluxos nas linhas e transformadores. Como se está considerando que não há folgas na capacidade de transmissão, tais variações acarretam investimentos para elevar marginalmente a capacidade desses elementos. 10. A partir desses fluxos incrementais e usando custos padronizados de expansão (custos de reposição de linhas e subestações, parametrizados pelo comprimento das linhas, níveis de tensão e potência nominal de transformadores), é determinada a variação do custo de reposição da rede ideal para um aumento de 1 MW na geração ou na carga de cada barra do sistema, que definirá o preço nodal na barra, em R\$/MW. 11. Para a determinação das tarifas nodais utilizam-se custos unitários, isto é, custos normalizados pelas capacidades padronizadas para cada elemento do sistema. Estes são baseados em custos de reposição, operação e manutenção típicos do sistema de transmissão. $C_L = \frac{\text{Custo}_L}{\text{Cap}_L}$ Onde: $C_L$ – custo unitário do elemento L, em R\$/MW; $\text{Custo}_L$ – custo de reposição do elemento L, em base anual, calculado a partir do custo total de reposição do elemento, em R\$; e $\text{Cap}_L$ – capacidade de transmissão do elemento L, em MW. 12. Para a obtenção dos custos unitários das linhas de transmissão, as capacidades de transporte são padronizadas por nível de tensão e para os transformadores, as capacidades são padronizadas pelas potências nominais, conforme valores dispostos no Anexo I. 13. Para o cálculo da tarifa nodal foi introduzido o fator de ponderação com limite inferior de 0% e limite máximo de 100% no carregamento dos elementos (linhas de transmissão e transformadores), estabelecido da seguinte forma: $r_L = \frac{ F_L }{\text{Cap}_L}$ $F_{PL} = \begin{cases} 0; r_L < r_{\min} \\ r_L - r_{\min}; r_{\min} \leq r_L \leq r_{\max} \\ r_{\max} - r_{\min}; r_L > r_{\max} \end{cases}$ Onde: $F_{PL}$ – fator de ponderação do elemento L, que representa o carregamento resultante do fluxo de potência linear normalizado pela capacidade do elemento L; $r_L$ – fator de carregamento do elemento L; $r_{\max}$ – fator de carregamento máximo, acima do qual o fator de ponderação é 1; e $r_{\min}$ – fator de carregamento mínimo, abaixo do qual o fator de ponderação é 0. 14. Assim, determinam-se os custos (ou benefícios) associados a uma unidade de incremento na demanda ou na geração em cada barra do sistema de acordo com a seguinte fórmula: $\pi_b = \sum_{L=1}^{n^\circ \text{ elementos}} \beta_{L,b} \cdot C_L \cdot F_{PL}$ Onde: $\pi_b$ – tarifa nodal da barra b, em R\$/MW; $\beta_{L,b}$ – sensibilidade do elemento L em relação à barra b; $C_L$ – custo unitário do elemento L, em R\$/MW; e $F_{PL}$ – fator de ponderação do elemento L, para carga ou geração. 15. As tarifas nodais são estabelecidas em função de seu ponto de conexão à rede, não existindo relação entre pontos de injeção e pontos de retirada. Para o cálculo dessas tarifas, é definida uma barra de referência, advinda dos estudos de caso base de planejamento e única para todo o sistema, em que são compensadas as variações de injeção nas demais barras. Sendo assim, esta prerrogativa é considerada na equação acima, uma vez que os fatores $\beta_{L,b}$ dependerão da referência escolhida. <b>3.1. AJUSTE DAS TARIFAS PARA COBERTURA TOTAL DA RECEITA ANUAL PERMITIDA – RAP</b> 16. Os custos de transmissão da rede básica são remunerados às transmissoras por meio da RAP. Esta receita é arrecadada por meio dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), que são pagos pelos usuários da rede básica. 17. Denomina-se EUST, o valor resultante do produto entre a TUST-RB e o Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST contratado pelos usuários nos pontos de conexão com a rede básica, por meio dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST). 18. Entretanto, os encargos resultantes da aplicação da tarifa nodal, que representa a parcela locacional da TUST-RB, não são suficientes para recuperar a RAP total provisionada no cálculo das tarifas. Desta forma, adiciona-se às tarifas nodais uma parcela ativa, constante em R\$/MW, garantindo o total de receita a ser arrecadada: $TUST - RB_B = \pi_B + K_{carga \text{ ou } geraçãoB}$		

**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024****NOME DA INSTITUIÇÃO: CONGEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul**  
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL****ATO REGULATÓRIO: ANEXO LXIII Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret**  
**CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU Versão 1.2****EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST****CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS****IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.**

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>19. A parcela aditiva para o segmento geração (<math>K_{geração}</math>) é calculada:</p> $K_{geração} = \frac{RAP_{geração} - \sum_{b=1}^{Nb} \pi_b \cdot P_b}{\sum_{i=1}^{Nb} P_b}$ $RAP_{geração} = RAP \cdot \%G$ <p>Onde:</p> <p><math>\pi_b</math> – tarifa nodal da barra b, em R\$/MW;</p> <p><math>P_b</math> – MUST contratado em regime permanente pelo segmento geração em cada barra do sistema (MW);</p> <p><math>Nb</math> – número de barras da rede de transmissão;</p> <p><math>RAP_{geração}</math> – parcela da receita anual permitida a ser recuperada pelos geradores (R\$/ano); e</p> <p><math>\%G</math> – percentual inicial estabelecido ao segmento geração para provisionamento da RAP, definido em 50%.</p>		
<p>20. A parcela aditiva para o segmento consumo (<math>K_{consumo}</math>) é determinada de forma semelhante, de modo que:</p> $K_{consumo} = \frac{RAP_{consumo} - \sum_{b=1}^{Nb} \pi_b \cdot D_b}{\sum_{i=1}^{Nb} D_b}$ $RAP_{consumo} = RAP \cdot \%D$ <p>Onde:</p> <p><math>D_b</math> – MUST contratado em regime permanente pelo segmento consumo em cada barra do sistema (MW);</p> <p><math>RAP_{consumo}</math> – parcela da receita anual permitida a ser recuperada pelas cargas (R\$/ano); e</p> <p><math>\%D</math> – percentual inicial estabelecido ao segmento consumo para provisionamento da RAP, definido em 50%.</p>		
<p><b>4. PROCEDIMENTOS GERAIS PARA CÁLCULO DA TUST-RB</b></p>		
<p>21. As TUST serão aplicadas em base mensal, considerando a metodologia descrita na seção 3, considerando as disposições a seguir:</p> $TUST - RB_b = (P_{DR} \times TUST - RB_{bb} + P_{DN} \times TUST - RB_{nb}) + (Parcela Aditiva)$ <p>Onde:</p> <p><math>TUST - RB_b</math>: TUST-RB na barra b (ponto de conexão);</p> <p><math>TUST - RB_{bb}</math>: Componente Regional da TUST-RB na barra b (ponto de conexão), obtida pelo despacho proporcional por submercado, limitada a zero;</p> <p><math>P_{DR}</math>: Percentual da Participação do Despacho Regional para a <math>TUST - RB_{bb}</math>;</p> <p><math>TUST - RB_{nb}</math>: Componente Nacional da TUST-RB na barra b (ponto de conexão), obtida pelo despacho proporcional unificado com Fator de Demanda (FD), limitada a zero;</p> <p><math>P_{DN}</math>: Percentual da Participação do Despacho Nacional para a <math>TUST - RB_{nb}</math>; e</p> <p>Parcela Aditiva: Componente aditiva necessária para fechar a arrecadação, em função da junção das componentes regional (<math>TUST - RB_{bb}</math>) e nacional (<math>TUST - RB_{nb}</math>).</p>		
<p>22. O limite mínimo da TUST-RB deve ser 50% da Tarifa Equivalente Uniforme (TEU) de cada segmento, calculada da seguinte forma:</p> $TEU_{geração} = \frac{RAP_{geração}}{\sum_{i=1}^{Nb} P_b} \quad TEU_{consumo} = \frac{RAP_{consumo}}{\sum_{i=1}^{Nb} D_b}$		
<p>23. Os encargos de uso do sistema de transmissão deverão ser suficientes para a prestação deste serviço e serão devidos aos respectivos concessionários e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), observando:</p> <p>i. as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão, determinadas pela ANEEL;</p> <p>ii. a parcela do orçamento anual do ONS a ser coberta por estes encargos, conforme estabelecido no seu Estatuto e aprovada pela ANEEL;</p> <p>iii. possíveis financeiros excepcionais aprovados pela ANEEL; e</p> <p>iv. a compensação de déficit ou superávit do exercício anterior, contabilizado anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.</p>		
<p>24. As perdas elétricas nos sistemas de transmissão para fins de contabilização e liquidação serão tratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de acordo com as regras específicas.</p>		
<p>25. Deverão ser considerados os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados pelos usuários em regime permanente, de acordo com as Regras de Transmissão.</p>		
<p>26. Para o segmento geração, será descontada as Parcelas TUSDg-T e TUSDg-ONS definidas no Submódulo 7.4 do Proret, por meio de parcela aditiva para formação da TUST-RB.</p>		
<p>27. Para o segmento consumo, será considerado os ajustes de arrecadação por meio de parcela aditiva decorrentes dos itens 6.1 e 7.3, especificamente.</p>		
<p>28. O fator de ponderação será calculado considerando <math>r_{min}</math> igual a 0% e <math>r_{máx}</math> igual a 100%.</p>		
<p>29. Deverá ser utilizada as capacidades nominais de longa duração constantes dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) para fins de definição da CapL.</p>		
<p>30. Deverá ser utilizado os custos-padrão estabelecidos a partir do Banco de Preços de Referência ANEEL e cadastrados no SIGET, conforme Anexo I, para definição dos custos de reposição (CustoL).</p>		
<p>31. Deverá ser utilizado caso base de fluxo de potência com a configuração anual do Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando:</p> <p>i. o despacho de todas as centrais de geração de forma proporcional aos MUST contratados em regime permanente, de forma a manter o equilíbrio entre carga e geração em cada submercado do SIN, para a formação da componente regional, denominada de TUST-RB<sub>rb</sub>;</p> <p>ii. o despacho de todas as centrais de geração de forma proporcional aos MUST contratados em regime permanente, de forma a manter o equilíbrio entre carga e geração do SIN para a formação da componente nacional, denominada de TUST-RB<sub>nb</sub>;</p> <p>iii. Deverá ser aplicado Fator de Demanda (FD) sobre os MUST contratados em regime permanente para o segmento consumo, calculado a cada ciclo tarifário considerando o horizonte dos últimos 5 ciclos tarifários, unicamente para o cálculo do fluxo de potência a ser utilizado na parcela locacional (<math>\pi_b</math>) para a formação da componente TUST-RB<sub>nb</sub>, conforme equação a seguir:</p> $FD = \frac{\sum_{i=1}^n DM_i}{n}$ $DM = \frac{\sum_{k=1}^d D_k}{d}$ <p>Onde:</p> <p>FD: Fator de Demanda (adimensional);</p> <p>DM: Demanda média obtida no ciclo i, em base diária (GW);</p> <p>D: Demanda máxima instantânea no dia k (GW);</p> <p>MUST: Maior valor entre os MUST contratados nos horários de ponta e fora de ponta no ciclo i (GW);</p> <p>d: número de dias do ciclo i; e</p> <p>n: Número de ciclos tarifários do intervalo de cálculo (adimensional);</p> <p>iv. as instalações em operação comercial e as com previsão de entrada em operação no horizonte de cálculo; e</p> <p>v. a modelagem dos efeitos da etapa de motorização de cada central de geração.</p>		
<p><b>5. TUST-RB DO SEGMENTO GERAÇÃO</b></p>		
<p>32. As TUST-RB do segmento geração serão controladas por ponto de conexão de Rede Básica, a partir de métrica denominada de envoltória tarifária, descrita a seguir:</p> <p>i. Para o primeiro ciclo de aplicação (ciclo N-1), considerar a TUST Controlada (TC) por ponto de conexão de Rede Básica igual à TUST calculada na Barra (TB), também denominada de Tarifa de Partida (TP):</p>		

**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024****NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul**  
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL****ATO REGULATÓRIO: ANEXO LXIII Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret**  
**CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU Versão 1.2****EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base de dados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST****CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS****IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
$TC_{N-1} = TB_{N-1}$		
ii. A partir do segundo ciclo (ciclo N), considerar o seguinte mecanismo de controle tarifário:		
$LS_N = (P_{TC} TC_{N-1} + P_{TB} TB_N) \times [1 + (IAT_N + r_e)]$		
$LI_N = (P_{TC} TC_{N-1} + P_{TB} TB_N) \times [1 - (IAT_N + r_e)]$		
$TC_N = \begin{cases} TB_N, & LI_N \leq TB_N \leq LS_N \\ LS_N, & TB_N > LS_N \\ LI_N, & TB_N < LI_N \end{cases}$		
Onde:		
N – ciclo tarifário de aplicação do controle tarifário;		
TB – TUST-RB da Barra calculada anualmente;		
PTB – Participação da TUST da Barra calculada anualmente, definida em 20%;		
TC – TUST-RB Controlada da barra;		
PTC – Participação da TUST Controlada, definida em 80%;		
LS – Limite Superior;		
LI – Limite Inferior;		
IAT – Índice de Atualização da Transmissão (%); e		
r <sub>e</sub> – Risco de expansão da transmissão, definido em 5%.		
33. O IAT será calculado considerando a seguinte equação:		
$IAT_i = (IGP-M_j) \times CIGP-M_i + (IPCA_j \times CIPCA_i)$		
Onde:		
IAT <sub>i</sub> – Índice de Atualização da Transmissão no ciclo tarifário i;		
IGP-M <sub>j</sub> – IGP-M acumulado no ciclo tarifário j;		
IPCA <sub>j</sub> – IPCA acumulado no ciclo tarifário j;		
CIGP-M <sub>j</sub> – Proporção da RAP das instalações de Rede Básica em operação com contratos de concessão reajustados por IGP-M no início do ciclo tarifário j;		
CIPCA <sub>i</sub> – Proporção da RAP das instalações de Rede Básica em operação com contratos de concessão reajustados por IPCA no início do ciclo tarifário i;		
i – ciclo tarifário atual; e		
j – ciclo tarifário anterior, que considera os índices de maio do ciclo (i-2) a maio do ciclo (i-1).		
34. A partir da edição desse regulamento, o IAT manterá seu histórico inalterado, atualizando apenas os índices relacionados ao período do ciclo j.		
35. As TUST-RB das centrais de geração cuja remuneração seja integralmente oriunda de cotas de garantia física destinadas ao atendimento do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) serão aquelas efetivamente obtidas para cada ciclo tarifário mediante cálculo anual (TB), não se aplicando o disposto nos parágrafos 32 e 33.		
36. As TUST-RB poderão ser estimadas pelas centrais de geração a partir das Tarifas Controladas (TC) homologadas a cada ciclo por ponto de conexão de Rede Básica.		
37. A Tarifa de Partida (TP) para o controle tarifário dos pontos de conexão de Rede Básica ainda não homologados no ciclo tarifário, relacionados à participação de novas centrais de geração em leilões do ACR, será estabelecida previamente ao certame desse que:		
i. o novo ponto de conexão seja oriundo de novo sistema de transmissão integrante de Rede Básica planejado estritamente para o escoamento da geração relacionada ao leilão do ACR, de modo que a tarifa de partida para o controle tarifário será obtida mediante cálculo prospectivo no ciclo previsto para início de suprimento a partir de base de dados elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com base no Plano Decenal de Energia Elétrica (PDE) e de RAP prospectiva calculada nos termos da seção 8;		
ii. A Tarifa de Partida (TP) será válida em caso de êxito no certame e contratação do ponto de conexão declarado no leilão mediante celebração do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST); e		
iii. A Tarifa de Partida será atualizada pelo IAT para a referência do ciclo imediatamente anterior ao ciclo previsto para a entrada em operação do respectivo ponto de conexão.		
38. Seccionamento de Linhas de Transmissão de Rede Básica não é considerado novo sistema de transmissão planejado, de modo que não ensejará o cálculo descrito no parágrafo anterior.		
39. Para os casos de TUST-RB de pontos de conexão de Rede Básica ainda não homologados, as centrais de geração poderão estimar a partir das tarifas da barra (TB) calculadas nos pontos de conexão adjacentes ao ponto de interesse.		
40. No âmbito da Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão (AMSE), fica o ONS autorizado a definir os EUST considerando as TUST-RB homologadas:		
i. para cada ponto de conexão contratado (caso geral); ou		
ii. nominalmente para cada central de geração, caso se conforme nos termos do parágrafo 35 ou dos procedimentos transitórios definidos na seção 10.		
41. Caso alguma central de geração celebre CUST e não haja TUST-RB homologada para o ponto de conexão de Rede Básica contratado, o ONS deverá aplicar a Tarifa Controlada (TC) homologada do ponto de conexão eletricamente mais próximo até o ciclo tarifário subsequente, quando o ponto de conexão contratado passar a ser modelado na base de dados, considerando a tarifa aplicada no ciclo anterior como de partida (TP) para a envoltória tarifária.		
42. Para as centrais geradoras associadas, a TUST será única para o conjunto associado e será estabelecida nas apurações mensais de serviços e encargos de transmissão pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS após a celebração do respectivo Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST da seguinte forma:		
$TUST_{associação} = \frac{\sum_{i=1}^n TUST_{gi} \times MUST_{gi}}{\sum_{i=1}^n MUST_{gi}}$		
Onde:		
TUST <sub>g</sub> – TUST-RB calculada pela ANEEL aplicável para cada central de geração integrante do conjunto associado;		
MUST <sub>g</sub> – Parcela do Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST contratado declarada para cada central geradora integrante do conjunto associado;		
i – central geradora participante da associação; e		
n – total de centrais geradoras participantes da associação.		
43. Aplicam-se às centrais geradoras associadas as demais condições estabelecidas neste regulamento.		
<b>6. TUST DO SEGMENTO CONSUMO</b>		
<b>6.1. TUST-RB DO SEGMENTO CONSUMO</b>		
44. As TUST-RB do segmento consumo serão estabelecidas a cada ciclo tarifário, nos horários de ponta e fora ponta, com o montante a ser arrecadado rateado de forma proporcional ao total de MUST contratado em regime permanente e em cada horário.		
45. As diferenças anuais apuradas a cada ciclo tarifário, para mais ou para menos, entre as TUST-RB estabelecidas para o segmento geração e aquelas efetivamente obtidas para o mesmo ciclo mediante simulação anual (TB), serão contabilizadas e atribuídas ao segmento consumo do SIN de forma proporcional aos MUST contratados em regime permanente.		
46. No âmbito da AMSE, caso algum usuário do segmento consumo celebre CUST e não haja TUST-RB homologada para o ponto de conexão contratado, o ONS deverá aplicar a tarifa homologada do ponto de conexão eletricamente mais próximo até o ciclo tarifário subsequente, quando o ponto de conexão contratado passar a ser modelado na base de dados.		
<b>6.2. TUST-FR DAS DISTRIBUIDORAS E PERMISSIONÁRIAS</b>		
47. A RAP associada às instalações de fronteira deve considerar as parcelas relacionadas aos transformadores e conexões com tensão primária igual ou superior a 230 kV pertencentes à Rede Básica e as instalações classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado, bem como a parcela de ajuste proveniente das diferenças entre a RAP e o valor recebido das distribuidoras no ciclo anterior, nos termos do Submódulo 9.3 do PRORET.		
48. A TUST-FR será obtida a partir do rateio do valor total da RAP e PA pelo somatório dos MUST contratados em regime permanente e em cada ponto de conexão, pelas respectivas distribuidoras e permissionárias, nos postos tarifários de ponta e fora de ponta.		
49. No âmbito da AMSE, caso algum usuário do segmento consumo celebre CUST e não haja TUST-FR homologada para o ponto de conexão contratado, o ONS deverá:		
i. aplicar a tarifa homologada para os pontos de conexão pertencentes à Rede Básica de Fronteira/DIT compartilhada, caso o ponto de conexão faça parte dessas instalações; ou		
ii. solicitá-la à ANEEL, caso contrário.		
<b>7. BASE DE DADOS DA TUST</b>		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024		
		
<b>NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>		
<b>ATO REGULATÓRIO: ANEXO LXIII Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base de dados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST</b>		
<b>EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base de dados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST</b>		
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>		
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
50. A Base de Dados para cálculo da TUST deverá ser colocada em Tomada de Subsídios a cada ciclo tarifário, para que a sociedade possa escrutiná-la, de modo a propiciar a participação pública e a promoção da qualidade dos dados a serem utilizados no cálculo.		
51. Deverá ser representada a rede elétrica em operação comercial acrescida das instalações previstas para entrarem em operação comercial até o fim do ciclo tarifário sob cálculo, conforme dados disponibilizados no SIGET.		
52. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE devem aplicar os seguintes critérios na alocação dos pontos de conexão aos submercados do Sistema Interligado Nacional - SIN, para fins de elaboração da base de dados a ser utilizada para o cálculo da TUST:	Comentário.	Item adequadamente incluído na revisão 1.2 objeto desta consulta pública.
i. Critério Geral: Os pontos de conexão devem ser alocados de acordo com a divisão de submercados de energia constante no Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro ou outro que vier a sucedê-lo, disponibilizado pelo Ministério de Minas e Energia - MME à época do ciclo tarifário;	Comentário.	Item adequadamente incluído na revisão 1.2 objeto desta consulta pública.
ii. Critério Específico: Nos casos em que o ponto de conexão estiver localizado em unidade da federação cuja ligação elétrica seja exclusiva em submercado divergente do resultante da aplicação do Critério Geral, deve-se adotar o submercado da efetiva ligação elétrica	Comentário.	Item adequadamente incluído na revisão 1.2 objeto desta consulta pública.
53. Após a homologação da Base de Dados pela ANEEL, ela se torna blindada, não podendo haver alterações posteriores.		
<b>7.1. REPRESENTAÇÃO DA CARGA</b>		
54. A representação da carga na base de dados de cálculo da TUST do ciclo tarifário deve considerar as premissas elencadas abaixo:		
i. A representação da carga das distribuidoras e das unidades consumidoras com acesso à Rede Básica deve considerar a média dos MUST efetivamente contratados na modalidade permanente para o ciclo tarifário sob cálculo;		
ii. Para os CUST que apresentem mais de um valor de MUST em seus anexos, o MUST representado deve ser aquele aderente à rede elétrica prevista para o ciclo tarifário sob cálculo; e		
iii. Para CUST em outras modalidades, a unidade consumidora ou distribuidora ou importadora deve ser representada:		
a) com valor da carga igual a 0,1 MW, quando a barra associada não tenha outra carga em regime permanente; ou		
b) com valor de carga igual a zero, caso a barra já possua carga em regime permanente.		
<b>7.2. REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO</b>		
55. A representação da geração na base de dados de cálculo da TUST do ciclo tarifário deve considerar as premissas elencadas abaixo:		
i. Representação da geração com acesso à Rede Básica deve considerar o maior MUST efetivamente contratado na modalidade permanente para o ciclo tarifário sob cálculo, proporcionalmente a cada ponto de conexão contratado; e		
ii. Para CUST em outras modalidades, a central de geração não deve ser representada na base de dados.		
56. A ANEEL poderá adotar critérios mais restritivos de representação dos geradores a serem incluídos na arrecadação do ciclo tarifário, a depender da evolução dos cronogramas de implantação dos empreendimentos de geração e transmissão associados ao escoamento da energia produzida.		
<b>7.3. MECANISMOS DE AJUSTE DE ARRECAÇÃO</b>		
57. Os mecanismos de ajuste de encargos de uso por parte do segmento geração, e consequente déficit de receita ao fim do ciclo, assegurando assim, a arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão, conforme preconizado na alínea a, inciso XVIII, do art. 3º da Lei no 9.427, de 1996.		
58. Cumpre destacar que caso esses recursos não sejam provisionados para pagamento no ciclo tarifário, eles serão pagos por meio de Parcela de Ajuste no próximo ciclo. Assim, o provisionamento permite identificar um montante de recurso que, de outra forma, seria considerado uma incerteza até a apuração pelo ONS da Parcela de Ajuste. Portanto, as parcelas MUST Parcial e EUST Parcial não representam custos adicionais, mas a redução da incerteza associada ao acréscimo de valores positivos à Parcela de Ajuste.		
<b>7.3.1. MUST PARCIAL</b>		
59. As centrais de geração devem declarar montantes de uso conforme cronograma contido no respectivo ato de outorga, conforme Regras de Transmissão.		
60. Desta forma, as usinas que passam por período de motorização até atingir a potência outorgada contratam MUST que reflete esse processo, ensejando na apuração de encargos de uso que variam ao longo do ciclo de forma crescente.		
61. Ocorre que o cálculo tarifário comporta apenas um valor de MUST, dado pela máxima potência injetável a fim de refletir a máxima utilização da rede pelo usuário. Dessa forma, a arrecadação fica majorada por um montante que não será utilizado para apurar todos os encargos de uso do ciclo, gerando um déficit de arrecadação. Portanto, faz-se necessário implementar mecanismo que ajuste o pagamento mais preciso da usina, chamado de MUST Parcial.		
62. Neste cálculo adota-se o conceito do MUST equivalente, dado pela razão entre o somatório dos MUST escalonados no ciclo tarifário e os 12 meses do ciclo, que representa a parcela de contribuição da central de geração no rateio da receita a ser arrecadada no ciclo.		
63. A arrecadação mensal associada à rubrica MUST Parcial é dada pela multiplicação do resultado da diferença entre o MUST máximo contratado no ciclo e o MUST equivalente pela respectiva TUST-RB.		
<b>7.3.2. EUST PARCIAL</b>		
64. As centrais de geração devem contratar o uso do sistema de transmissão conforme as datas estabelecidas na outorga, nos termos das Regras de Transmissão, de modo que o início de execução do MUST pode ocorrer em qualquer mês do ciclo tarifário.		
65. Contudo, o cálculo tarifário considera as usinas com pagamentos constantes durante o ciclo, num total de 12 meses, ocasionando a majoração na apuração de encargos de uso pelas novas centrais de geração. Dessa forma, faz-se necessário implementar mecanismo que determine o real pagamento da usina, desde o início da contratação, denominado de EUST Parcial.		
<b>7.4. CUSTOS DE REPOSIÇÃO</b>		
66. Os custos de reposição das instalações modeladas na base de dados deverão ser compostos de acordo com valores dispostos no Anexo I, obtidos a partir do Banco de Referência ANEEL, nos termos da Nota Técnica no 092/2013-SRT/ANEEL disponibilizada na Audiência Pública no 040/2013.		
<b>7.5. TRATAMENTO DAS INSTALAÇÕES DE CORRENTE CONTÍNUA</b>		
67. A metodologia nodal empregada para o cálculo tarifário não trata especificamente das instalações de corrente contínua, cujo fluxo de potência utilizado para encontrar as relativas entre as TUST-RB tem por origem um despacho pré-definido dos geradores, de forma proporcional à potência contratada.		
68. Ocorre que os fluxos de potência em instalações de corrente contínua são determinados pelo Operador do sistema. Caso se estabeleçam os fluxos nas instalações de corrente contínua, fica calculado o custo arrecadado na instalação em questão. Assim, o nível da TUST-RB dos empreendimentos com sensibilidade positiva e negativa em relação àquela instalação passa a ser afetada pelo critério de determinação do fluxo de potência na instalação.		
69. Sendo assim, para o cálculo da TUST-RB, as instalações de corrente contínua devem ser modeladas como circuitos de corrente alternada equivalentes pelo ONS, em termos de parâmetros elétricos, a fim de que o fluxo nos elementos seja resultado da convergência do fluxo de potência, como nas demais instalações modeladas.		
70. Para o caso da energia proveniente das usinas hidrelétricas UHE Santo Antônio e Jirau, há que se considerar que o escoamento ocorre por meio de dois bipolos de corrente contínua ± 600 kV e de dois sistemas de conversoras de Corrente Alternada (CA)/Corrente Contínua (CC) back-to-back 500/230 kV.		
71. De forma a evitar que a modelagem leve a fluxo de potência somente pelo elo de corrente contínua, as usinas devem ser modeladas de modo a escoar a potência de forma proporcional à capacidade dos equipamentos (bipolos e back-to-back). Assim, 90% da capacidade total de geração utilizam os bipolos de corrente contínua, enquanto os restantes 10% da capacidade de geração utiliza as conversoras back-to-back.		
72. Caso outros sistemas de transmissão sejam construídos para que o escoamento de uma mesma usina se dê em circuitos de corrente alternada e em circuitos de corrente contínua concomitantemente, o ONS está autorizado a modelar o escoamento da central de geração de forma proporcional à capacidade dos equipamentos CA/CC envolvidos no acesso ao sistema.		
<b>8. RAP PROSPECTIVA</b>		
73. As RAPs prospectivas são calculadas a partir da RAP homologada no ciclo tarifário vigente e utilizadas para o cálculo da TUST-RB descrito no parágrafo 37. Para estimar o incremento de receita associada à expansão prevista para a Rede Básica no horizonte de cálculo, parte-se da RAP inicial para o ciclo tarifário sem componentes financeiros imprevisíveis, como a Parcela de Ajuste – PA e Outros Ajustes.		
74. A RAP inicial é composta de:		
i. Parcela da RAP referente às instalações de transmissão Licítadas – RBL;		
ii. Parcela da RAP referente às instalações de transmissão existentes, integrantes da Rede Básica, conforme as Resoluções no 167 e no 167, de 2000 – RBSE;		
iii. Parcela da RAP correspondente às novas instalações autorizadas, integrantes da Rede básica e com receitas estabelecidas por resolução específica após a publicação da Resolução ANEEL no 167, de 2000 – RBNI;		
iv. Parcela da RAP correspondente às melhorias nas instalações de transmissão, conforme REN no 443, de 2011 – RMEL;		
v. Interligações Internacionais – REQNI;		
vi. Previsão de receita para novas instalações de transmissão no ciclo; e		
vii. outras que porventura vierem a ser criadas.		
75. A RAP do ciclo inicial deve desconsiderar os componentes financeiros imprevisíveis, tais como: passivos excepcionais, Parcelas de Ajuste e Outros Ajustes, pois possuem característica provisória de ajuste de recursos entre ciclos tarifários, não se perpetuando nas receitas futuras.		
76. Importante salientar que as parcelas de RBL, RBNI, REQNI e RMEL da RAP inicial somente alcançam o ciclo tarifário objeto do cálculo. Para o cálculo da RAP Prospectiva faz-se necessário adicionar:		
i. as receitas estimadas subsequentes das ampliações de instalações de Rede Básica – caracterizadas como estimativas da RBL;		
ii. as receitas estimadas subsequentes referentes à substituição das instalações com vida útil regulatória esgotada – caracterizadas como estimativas da RMEL;		
iii. as receitas estimadas subsequentes referentes às novas instalações autorizadas – caracterizadas como estimativas da RBNI; e		

**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024****NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul**  
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL****ATO REGULATÓRIO: ANEXO LXIII Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret**  
**CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU Versão 1.2****EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST****CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS****IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.**

<b>TEXTO/ANEEL</b>	<b>TEXTO/INSTITUIÇÃO</b>	<b>JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO</b>
<p>iv. outras que porventura vierem a ser criadas.</p> <p>77. As estimativas das receitas subsequentes relacionadas a expansão da Rede Básica para consecução das RAP's prospectivas serão formadas pela agregação das componentes dispostas abaixo, a partir da RAP inicial:</p> <p>i. as receitas dos empreendimentos outorgados na Rede Básica e Interligações Internacionais, classificadas como RBL, RBNI, RMEI, e REQNI, constantes do Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET, e previstos no horizonte do PDE para entrada em operação comercial;</p> <p>ii. as estimativas das receitas dos empreendimentos não outorgados na Rede Básica e Interligações Internacionais (estimativa das parcelas de receita classificadas como RBL, RBNI e REQNI), obtidas a partir dos investimentos constantes do PET/PELP compreendidos no horizonte do PDE para entrada em operação comercial;</p> <p>iii. os efeitos decorrentes da Portaria MME no 120/2016;</p> <p>iv. a redução devido ao perfil de degraú (redução de 50% no 16o ano) constante em contratos de concessão de transmissão celebrados entre 2000 e 2007.</p> <p>78. Para as estimativas associadas ao item (i):</p> <p>i. os investimentos do PET/PELP deverão ser atualizados pelo IAT até a data de referência do ciclo tarifário sob cálculo;</p> <p>ii. Sobre o valor obtido em (i), aplica-se o REIDI médio de 91,67%, calculado a partir do Índice referente à linha de transmissão (91,90%) e do índice referente à subestações (91,44%). Tais valores foram obtidos a partir da Resolução Homologatória ANEEL no 1.706, de 2014, que estabelece em seu art. 1o os valores devidos ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI a serem aplicados para linhas de transmissão e subestações; e</p> <p>iii. Por fim, aplica-se a metodologia constante do Submódulo 9.7 do PRORET para a definição das estimativas de receita dos empreendimentos não outorgados previstos no PET/PELP, considerando o WACC1, TFSEE e P&amp;D homologados pela ANEEL, bem como a Taxa Média de Depreciação – TMD igual a 0,33% (1/30 anos).</p>		
<p><b>9. TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU</b></p> <p>79. As instalações de transmissão dedicadas à usina hidrelétrica de Itaipu são remuneradas diretamente por meio da tarifa de transporte de Itaipu, que é definida como a razão entre os encargos de conexão das instalações no ciclo tarifário em análise, adicionada à parcela de ajuste do período, e a potência média contratada pelos cotistas-partes para o ano civil.</p> $\text{Tarifa de Transporte de Itaipu} = \frac{\text{EC Itaipu}_{\text{ciclo tarifário}} + \text{PA Itaipu}_{\text{ciclo tarifário}} + \text{PA PM Itaipu}}{\text{PM Itaipu}_{\text{ano civil}} * 12}$ <p>Onde:</p> <p>Tarifa de Transporte de Itaipu – tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu a ser aplicada aos seus cotistas-partes, em R\$/MW;</p> <p>EC Itaipu – encargo de conexão anual, referente às instalações de conexão dedicadas à Itaipu, não integrantes da rede básica, durante o ciclo tarifário, em R\$;</p> <p>PA Itaipu – parcela de ajuste referente aos déficits ou superávits de receita entre o valor devido e o apurado, referente às instalações de conexão dedicadas à Itaipu, durante o ciclo tarifário vigente, em R\$;</p> <p>PA PM Itaipu – parcela de ajuste referente às variações de potência contratada decorrentes do descasamento entre ano civil e ciclo tarifário, em R\$; e</p> <p>PM Itaipu – potência média contratada pelas distribuidoras por meio de cotas-partes a cada ano civil, em MW.</p> <p>80. A potência de Itaipu contratada pelo Brasil é vendida por meio de cotas-partes às distribuidoras de energia elétrica das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com o mercado dessas empresas. Desta forma, para cada ano civil subsequente, a ANEEL publica, em resolução homologatória específica, as cotas-partes e os montantes de potência contratada e energia vinculada referente à Itaipu, que deverão ser repassados às distribuidoras.</p> <p>81. Os valores dos encargos de conexão e das PAs são reajustados monetariamente com a aplicação do IVI nos termos estabelecidos no contrato de concessão associado a essas instalações.</p>		
<p><b>10. PROCEDIMENTOS TRANSITÓRIOS</b></p> <p>82. As TUST-RB homologadas anteriormente à edição desse regulamento, nos termos das Resoluções Normativas no 267/2007 e no 559/2013, devem ser mantidas durante os prazos de validade inicialmente estabelecidos e atualizadas monetariamente pelo IAT. Ademais, a partir da publicação desse regulamento não serão homologadas novas tarifas estabelecidas nos termos das referidas Resoluções.</p> <p>83. As TUSDg associadas às centrais de geração vencedoras de leilão que alteraram seus acessos posteriormente ao certame para a Rede Básica, nos termos do §3o do art. 20-A da Resolução Normativa no 349/2009, terão seus valores mantidos como TUST-RB durante 10 ciclos tarifários a contar daquela da entrada em operação comercial das centrais de geração prevista no edital, sendo apenas atualizadas monetariamente pelo IAT nesse período. Terminando a citada validade, as TUST-RB passam a ser estabelecidas conforme metodologia vigente aplicada às demais centrais de geração que acessam à Rede Básica.</p> <p>84. A mudança de regime metodológico das tarifas atualmente homologadas para a métrica descrita na seção 5 incorrerá em alguma das seguintes condições:</p> <p>i. Para as TUST-RB homologadas nos termos da Resolução Normativa no 267/2007, caso tenha findado o prazo de validade do conjunto de TUST-RB homologado;</p> <p>ii. Para as TUST-RB homologadas nos termos da Resolução Normativa no 559/2013, nas seguintes condições:</p> <p>ii.a) vencida a validade da outorga da central de geração vencedora de leilão do ACR, com TUST-RB pré-estabelecida ao certame; ou</p> <p>ii.b) para a central de geração não conformada no item (ii.a) desde que: vencida a validade de 10 ciclos tarifários da TUST-RB ou da outorga; ou tenha a outorga renovada, prorrogada ou relicitada, o que ocorrer primeiro dentre os critérios deste item.</p> <p>iii. Alteração de ponto de conexão em relação ao considerado no estabelecimento da TUST-RB; ou</p> <p>iv. Aumento acima de 10% da máxima potência injetável considerada no estabelecimento da TUST-RB.</p> <p>85. A mudança de regime metodológico de que trata o parágrafo 83, deverá considerar período de transição a fim de atenuar variações tarifárias abruptas entre a TUST-RB Nova recalculada e a Vigente antes do recálculo, atualizada pelo IAT para a mesma referência de preços da TUST-RB nova, nos seguintes termos:</p> $\text{TUST-RB}_{\text{ciclo } 1} = 1/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{Nova}} + 2/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{vigente}}$ $\text{TUST-RB}_{\text{ciclo } 2} = 2/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{Nova}} + 1/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{vigente}}$		
<p>86. O parágrafo 84 aplica-se indistintamente a todo o segmento geração para quaisquer movimentos tarifários (aumentos ou reduções), exceto:</p> <p>i. Para as centrais de geração cuja remuneração seja integralmente oriunda de cotas de garantia física destinadas ao atendimento do ACR;</p> <p>ii. Para as centrais relativas ao item (i) que alterarem seu regime para qualquer outro que enseje a comercialização de energia elétrica; e</p> <p>iii. A partir do ciclo 2022/2023, para as centrais de geração cuja TUST estabilizada tenha sido fixada nos termos da Resolução Normativa no 267, de 5 de junho de 2007.</p> <p>87. Excepcionalmente, para as centrais de geração que tiveram a TUST estabilizada fixada nos termos da Resolução Normativa no 267, de 5 de junho de 2007, e reduzida com a aplicação do cálculo da transição de que trata o caput do art. 8o da Resolução Normativa no 559/213 até o ciclo tarifário 2021/2022, os valores resultantes devido à aplicação desta regra de transição deverão ser creditados para essas centrais geradoras no ciclo tarifário 2022/2023 devidamente atualizado pelo Índice de Atualização de Transmissão – IAT.</p> <p>88. No ciclo 2022/2023 se dará o início (ciclo N-1) da métrica disposta na seção 5 para estabelecimento das Tarifas de Partida dos pontos de conexão de Rede Básica modelados neste ciclo.</p> <p>89. Para o ciclo tarifário 2023/2024, a participação Pdr será igual a 90% e Pdn igual a 10%.</p> <p>90. Para o ciclo tarifário 2024/2025, a participação Pdr será igual a 80% e Pdn igual a 20%.</p> <p>91. Para o ciclo tarifário 2025/2026, a participação Pdr será igual a 70% e Pdn igual a 30%.</p> <p>92. Para o ciclo tarifário 2026/2027, a participação Pdr será igual a 60% e Pdn igual a 40%.</p> <p>93. Do ciclo 2027/2028 em diante, a participação Pdr será igual a 50% e Pdn igual a 50%.</p>		
<p><b>11. GLOSSÁRIO</b></p> <p>94. Na tabela abaixo, estão listadas as definições dos termos utilizados neste submódulo.</p>		



**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024**  
**NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul**  
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO: ANEXO LXIII Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret**  
**CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU Versão 1.2**

**EMENTA: Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base de dados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST**

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL			TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																																																		
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Informação</th> <th>Unidade</th> <th>Definição</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ACK</td> <td>---</td> <td>Ambiente de Contratação Regulado</td> </tr> <tr> <td>AMSE</td> <td>---</td> <td>Aquiescência Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão</td> </tr> <tr> <td>Barra</td> <td>---</td> <td>Ponto de Conexão</td> </tr> <tr> <td>CUST</td> <td>---</td> <td>Contrato de Uso do Sistema de Transmissão</td> </tr> <tr> <td>Cotas parte de falha</td> <td>%</td> <td>Parâmetro referente à alocação de falha distribuído às distribuidoras dos regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul.</td> </tr> <tr> <td>DT</td> <td>---</td> <td>Demais Instalações de Transmissão</td> </tr> <tr> <td>Potência contratada falha</td> <td>MW</td> <td>Potência contratada pelas distribuidoras por meio de cotas partes a cada ponto de conexão à ETROBRA, referentes à falha.</td> </tr> <tr> <td>EC</td> <td>RS</td> <td>Encargo de Conexão às Instalações de Transmissão.</td> </tr> <tr> <td>EUST</td> <td>RS</td> <td>Encargo de Uso do Sistema de Transmissão.</td> </tr> </tbody> </table>	Informação	Unidade	Definição	ACK	---	Ambiente de Contratação Regulado	AMSE	---	Aquiescência Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão	Barra	---	Ponto de Conexão	CUST	---	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	Cotas parte de falha	%	Parâmetro referente à alocação de falha distribuído às distribuidoras dos regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul.	DT	---	Demais Instalações de Transmissão	Potência contratada falha	MW	Potência contratada pelas distribuidoras por meio de cotas partes a cada ponto de conexão à ETROBRA, referentes à falha.	EC	RS	Encargo de Conexão às Instalações de Transmissão.	EUST	RS	Encargo de Uso do Sistema de Transmissão.																								
Informação	Unidade	Definição																																																				
ACK	---	Ambiente de Contratação Regulado																																																				
AMSE	---	Aquiescência Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão																																																				
Barra	---	Ponto de Conexão																																																				
CUST	---	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão																																																				
Cotas parte de falha	%	Parâmetro referente à alocação de falha distribuído às distribuidoras dos regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul.																																																				
DT	---	Demais Instalações de Transmissão																																																				
Potência contratada falha	MW	Potência contratada pelas distribuidoras por meio de cotas partes a cada ponto de conexão à ETROBRA, referentes à falha.																																																				
EC	RS	Encargo de Conexão às Instalações de Transmissão.																																																				
EUST	RS	Encargo de Uso do Sistema de Transmissão.																																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Informação</th> <th>Unidade</th> <th>Definição</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LST</td> <td>%</td> <td>Índice de Avaliação de Transmissão</td> </tr> <tr> <td>MDM</td> <td>%</td> <td>Índice Geral de Preço em Mercado publicado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV</td> </tr> <tr> <td>IPCAL</td> <td>%</td> <td>Índice de Preço de Consumo Amplo publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE</td> </tr> <tr> <td>IVL</td> <td>%</td> <td>Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão de transmissão</td> </tr> <tr> <td>MUST</td> <td>MW</td> <td>Montante de Uso do Sistema de Transmissão</td> </tr> <tr> <td>PA</td> <td>RS</td> <td>Parcela de Ajuste</td> </tr> <tr> <td>Parcela TUST-OT</td> <td>RS</td> <td>Parcela atribuída por meio de componente TUST-OT, referente ao estado de ONI, em função de governo que acessa Redes Unificadas.</td> </tr> <tr> <td>Parcela TUST-1</td> <td>RS</td> <td>Parcela atribuída por meio de componente TUST-1, referente aos pontos de conexão em Redes Unificadas que operam em Rede Básica.</td> </tr> <tr> <td>PDE</td> <td>---</td> <td>Plano Decenal de Energia Elétrica</td> </tr> <tr> <td>PED</td> <td>%</td> <td>Taxa de Pesquisa e Desenvolvimento</td> </tr> <tr> <td>PET</td> <td>---</td> <td>Plano de Expansão de Transmissão</td> </tr> <tr> <td>PELP</td> <td>---</td> <td>Plano de Expansão de Longo Prazo</td> </tr> <tr> <td>RAP</td> <td>RS</td> <td>Receita Anual Prevista</td> </tr> <tr> <td>RU</td> <td>---</td> <td>Redes Unificadas (redes de distribuição em tensão de 69 kV e 138 kV)</td> </tr> <tr> <td>RB</td> <td>---</td> <td>Rede Básica</td> </tr> <tr> <td>SGST</td> <td>---</td> <td>Sistema de Gestão de Transmissão</td> </tr> </tbody> </table>	Informação	Unidade	Definição	LST	%	Índice de Avaliação de Transmissão	MDM	%	Índice Geral de Preço em Mercado publicado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV	IPCAL	%	Índice de Preço de Consumo Amplo publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE	IVL	%	Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão de transmissão	MUST	MW	Montante de Uso do Sistema de Transmissão	PA	RS	Parcela de Ajuste	Parcela TUST-OT	RS	Parcela atribuída por meio de componente TUST-OT, referente ao estado de ONI, em função de governo que acessa Redes Unificadas.	Parcela TUST-1	RS	Parcela atribuída por meio de componente TUST-1, referente aos pontos de conexão em Redes Unificadas que operam em Rede Básica.	PDE	---	Plano Decenal de Energia Elétrica	PED	%	Taxa de Pesquisa e Desenvolvimento	PET	---	Plano de Expansão de Transmissão	PELP	---	Plano de Expansão de Longo Prazo	RAP	RS	Receita Anual Prevista	RU	---	Redes Unificadas (redes de distribuição em tensão de 69 kV e 138 kV)	RB	---	Rede Básica	SGST	---	Sistema de Gestão de Transmissão			
Informação	Unidade	Definição																																																				
LST	%	Índice de Avaliação de Transmissão																																																				
MDM	%	Índice Geral de Preço em Mercado publicado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV																																																				
IPCAL	%	Índice de Preço de Consumo Amplo publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE																																																				
IVL	%	Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão de transmissão																																																				
MUST	MW	Montante de Uso do Sistema de Transmissão																																																				
PA	RS	Parcela de Ajuste																																																				
Parcela TUST-OT	RS	Parcela atribuída por meio de componente TUST-OT, referente ao estado de ONI, em função de governo que acessa Redes Unificadas.																																																				
Parcela TUST-1	RS	Parcela atribuída por meio de componente TUST-1, referente aos pontos de conexão em Redes Unificadas que operam em Rede Básica.																																																				
PDE	---	Plano Decenal de Energia Elétrica																																																				
PED	%	Taxa de Pesquisa e Desenvolvimento																																																				
PET	---	Plano de Expansão de Transmissão																																																				
PELP	---	Plano de Expansão de Longo Prazo																																																				
RAP	RS	Receita Anual Prevista																																																				
RU	---	Redes Unificadas (redes de distribuição em tensão de 69 kV e 138 kV)																																																				
RB	---	Rede Básica																																																				
SGST	---	Sistema de Gestão de Transmissão																																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Informação</th> <th>Unidade</th> <th>Definição</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tarifa de Falha</td> <td>RS/MW</td> <td>Tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de falha a ser aplicada aos seus usuários parte.</td> </tr> <tr> <td>TRSE</td> <td>%</td> <td>Taxa de Facilitação dos Serviços de Energia Elétrica</td> </tr> <tr> <td>TMD</td> <td>%</td> <td>Taxa Média de Depreciação</td> </tr> <tr> <td>TUSDg</td> <td>RS/W.mês</td> <td>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição associada às centrais de geração conectadas em Redes Unificadas.</td> </tr> <tr> <td>TUST</td> <td>RS/W.mês</td> <td>Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.</td> </tr> <tr> <td>TC</td> <td>RS/W.mês</td> <td>TUST-RB Controlado da barra.</td> </tr> <tr> <td>TB</td> <td>RS/W.mês</td> <td>TUST-RB da Barra calculada anualmente.</td> </tr> <tr> <td>TP</td> <td>RS/W.mês</td> <td>TUST-RB de partida para o controle tarifário.</td> </tr> <tr> <td>TUST-RB</td> <td>RS/W.mês</td> <td>Tarifa de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações de rede básica.</td> </tr> <tr> <td>TUST-FR</td> <td>RS/W.mês</td> <td>Tarifa de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações de rede básica de fronteira e OT compartilhadas.</td> </tr> <tr> <td>WACC</td> <td>%</td> <td>Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)</td> </tr> </tbody> </table>	Informação	Unidade	Definição	Tarifa de Falha	RS/MW	Tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de falha a ser aplicada aos seus usuários parte.	TRSE	%	Taxa de Facilitação dos Serviços de Energia Elétrica	TMD	%	Taxa Média de Depreciação	TUSDg	RS/W.mês	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição associada às centrais de geração conectadas em Redes Unificadas.	TUST	RS/W.mês	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.	TC	RS/W.mês	TUST-RB Controlado da barra.	TB	RS/W.mês	TUST-RB da Barra calculada anualmente.	TP	RS/W.mês	TUST-RB de partida para o controle tarifário.	TUST-RB	RS/W.mês	Tarifa de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações de rede básica.	TUST-FR	RS/W.mês	Tarifa de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações de rede básica de fronteira e OT compartilhadas.	WACC	%	Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)																		
Informação	Unidade	Definição																																																				
Tarifa de Falha	RS/MW	Tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de falha a ser aplicada aos seus usuários parte.																																																				
TRSE	%	Taxa de Facilitação dos Serviços de Energia Elétrica																																																				
TMD	%	Taxa Média de Depreciação																																																				
TUSDg	RS/W.mês	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição associada às centrais de geração conectadas em Redes Unificadas.																																																				
TUST	RS/W.mês	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.																																																				
TC	RS/W.mês	TUST-RB Controlado da barra.																																																				
TB	RS/W.mês	TUST-RB da Barra calculada anualmente.																																																				
TP	RS/W.mês	TUST-RB de partida para o controle tarifário.																																																				
TUST-RB	RS/W.mês	Tarifa de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações de rede básica.																																																				
TUST-FR	RS/W.mês	Tarifa de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações de rede básica de fronteira e OT compartilhadas.																																																				
WACC	%	Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)																																																				

**ANEXO I – CUSTOS DE REPOSIÇÃO UTILIZADOS NA BASE DE DADOS PARA CÁLCULO DA TUST-RB.**

Nível de Tensão (kV)	Custo 1997 <sup>2</sup> (R\$ x 1000 / km)	Custo Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000 / km)
765	429,68	1.257,07
500	314,51	855,43
440	294,45	668,35
345	202,35	479,91
230	125,31	292,28

Nível de Tensão (kV)	Configuração de Barramentos	Custo Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000)
765	Disjuntor e Meio - DIM	16.706,87
500	Disjuntor e Meio - DIM	15.211,84
440	Disjuntor e Meio - DIM	13.691,89
345	Barra Dupla 5 Chaves - B05	8.612,11
230	Barra Dupla 4 Chaves - B04	5.442,35

Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA
765	500	26,75
765	345	27,48
550	440	31,91
525	345	47,29
525	138	51,07
500	345	43,73
500	230	45,97
500	138	52,72
500	69	108,68
440	345	41,62
440	230	51,40
440	138	68,83
345	300	42,93
345	230	48,01
345	138	61,73
230	161	62,69
230	138	63,96



**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2024****NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul**  
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL****ATO REGULATÓRIO: ANEXO LXIII Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret**  
**CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU Versão 1.2****EMENTA:** Obter subsídios referentes à incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN para a formação da base dedados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS****IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.**TEXTO/ANEEL****TEXTO/INSTITUIÇÃO****JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO**

Autotransformadores trifásicos		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA
500	345	31,57
500	230	25,60
345	230	39,52
345	138	46,04
300	138	50,73
230	138	48,34
230	88	75,13
230	34	74,78

Banco de Transformadores		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA
500	138	53,65
440	230	55,38
440	138	75,65
440	88	61,40
440	16	76,95
345	138	63,42
345	10,5	114,99
230	138	74,80
230	88	76,66
230	69	73,10
230	13	55,32

Transformadores Trifásicos		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA
500	345	45,89
500	138	52,17
345	34,5	66,70
345	20	42,37
345	13,8	124,30
230	138	63,80
230	115	116,99
230	88	101,13
230	69	60,00
230	34	79,73
230	20	52,13
230	13,8	66,04

Transformadores Trifásicos		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA
230	13	88,34 <sup>2</sup>
230	11	111,00
225	138	63,80

1 Ref.: Jun/2012

2 Adotada a relação 230/12,3 kV como referência, visto que a relação 230/13 kV não existe no Banco de Preços de Referência ANEEL.