



<b>CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-10/2026</b>																																																																																											
	<b>NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL Piratininga - Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga</b>																																																																																										
	<b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>																																																																																										
	<b>ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 56/2026-STR/ANEEL de 15/4/26</b>																																																																																										
	<b>EMENTA: Obter subsídios relativos à base de dados preliminar para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Centrais Geradoras (TUSDg) do ciclo tarifário 2026-2027.</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																																																																																										
<b>NOTA TÉCNICA Nº 56/2026-STR/ANEEL de 15/4/26</b>																																																																																											
<b>Referência:</b> 48500.001644/2026-58 e 48500.000264/2026-04.																																																																																											
<b>Assunto:</b> Base de dados para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais geradoras (TUSDg) conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, do ciclo 2026-2027.																																																																																											
<b>I - DO OBJETIVO</b>																																																																																											
1. Apresentar a base de dados preliminar para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais geradoras (TUSDg) conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, do ciclo tarifário 2026-2027, com vistas a submetê-la à Tomada de Subsídios (TS).																																																																																											
<b>II - DOS FATOS</b>																																																																																											
2. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu no art. 3º que:																																																																																											
"Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 2º e no art. 30 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL:																																																																																											
(...) XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:																																																																																											
a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para a cobertura dos custos dos sistemas de transmissão, inclusive das interligações internacionais conectadas à rede básica; e																																																																																											
b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão."																																																																																											
3. A Nota Técnica nº 091/2013-SRT/ANEEL, de 29 de abril de 2013, apresentou os parâmetros para definição dos custos de reposição para linhas de transmissão, transformadores e conexões, a preços de junho de 2012 que foram submetidos à Audiência Pública (AP) nº 040/2013.																																																																																											
4. Como resultado da referida AP, a Resolução Homologatória (REH) nº 1.555, de 27 de junho de 2013, aprovou o cálculo da TUST do ciclo tarifário 2013-2014, com os novos custos de reposição das instalações de transmissão, baseados nos valores dos custos de reposição constante do Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET).																																																																																											
5. A Resolução Normativa (REN) nº 1.024, de 28 de junho de 2022, aprovou os Submódulos 7.4 (TUSDg), 9.4 (TUST) e 10.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), e revogou as REN ANEEL nº 349, de 13 de janeiro de 2009, e nº 559, de 27 de junho de 2013.																																																																																											
6. Em 27 de janeiro de 2026, foram emitidos os Ofícios-Circulares nº 2 e 3/2026-STR/ANEEL (SEI: 0280130 e 0280131), orientando as distribuidoras e as transmissoras, respectivamente, do procedimento de atualização da base de dados da TUSDg para o ciclo 2026-2027.																																																																																											
7. O Submódulo 8.2 dos Procedimentos de Rede estabelece a competência para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) disponibilizar a base de dados para cálculo da TUST e da TUSDg.																																																																																											
8. Por meio dos Ofícios nº 29/2026-STR/ANEEL, de 29 de janeiro de 2026 (SEI: 0281729), e nº 97/2026-STR/ANEEL, de 25 de fevereiro de 2026 (SEI: 0299422), a STR solicitou, respectivamente, à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e ao ONS, dentre outras informações necessárias para cálculo das TUST do ciclo 2026-2027.																																																																																											
9. Em 10 de abril de 2026, por meio do Ofício nº 0308/2026/DEE/EPE (SEI: 0329476), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) encaminhou a base de dados de cálculo da TUST preliminar associada ao Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDE) vigente.																																																																																											
10. Em 1º de abril de 2026, por meio da Carta DTA/SA 0467/2026 (SEI: 0324779), o ONS informou a disponibilização, por meio eletrônico, da versão preliminar da base de dados de cálculo da TUST/TUSDg para o ciclo tarifário 2026-2027, no padrão de entrada de dados do Programa Nodal, com base no Plano de Ampliações e Reforços (PAR), e nos dados das distribuidoras e transmissoras encaminhados, em atendimento ao prazo disposto no Submódulo 10.5 do PRORET.																																																																																											
11. Conforme consignado na Nota Técnica nº 61/2026-STR/ANEEL (SEI: 0069466), que trata do resultado parcial da TS nº 22/2024, foi recomendada a manutenção do Programa Nodal em uso para o cálculo das tarifas de transmissão do ciclo 2025-2026, postergando a adoção da ferramenta denominada Nodal SIASE-T para ciclo posteriores, após aprofundamento da análise comparativa entre os programas. Considerando que o Termo de Execução Descentralizada (TED) celebrado com a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), destinado a subsidiar essa análise, ainda se encontra em andamento, entende-se pertinente manter, para o ciclo 2026-2027, a utilização do Programa Nodal vigente no cálculo das tarifas de transmissão.																																																																																											
<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>em MW</th> <th>UFV</th> <th>EOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Outorgadas</td> <td>109,75</td> <td>52,75</td> </tr> <tr> <td>Fiscalizadas</td> <td>22,38</td> <td>34,81</td> </tr> <tr> <td>Construção</td> <td>2,66</td> <td>1,43</td> </tr> <tr> <td>Não Iniciada</td> <td>84,76</td> <td>16,41</td> </tr> <tr> <td>MMGD</td> <td>47,86</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		em MW	UFV	EOL	Outorgadas	109,75	52,75	Fiscalizadas	22,38	34,81	Construção	2,66	1,43	Não Iniciada	84,76	16,41	MMGD	47,86																																																																									
em MW	UFV	EOL																																																																																									
Outorgadas	109,75	52,75																																																																																									
Fiscalizadas	22,38	34,81																																																																																									
Construção	2,66	1,43																																																																																									
Não Iniciada	84,76	16,41																																																																																									
MMGD	47,86																																																																																										
Contribuímos na TS-22-24: Enquanto não forem resolvidos problemas sistêmicos maiores do setor elétrico como enormes subsídios do ACR para o ACL na transmissão e de sobrecontratação as diferenças deverão ser compensadas e não impostas ao consumidor regulado. Conforme já relatamos em consultas públicas anteriores, o ACR já está sendo penalizado pelo pagamento de 50% da TUSD e TUST ao ACL por essas fontes solares incentivadas. Em algumas regiões, a MMGD, cuja fonte é eminentemente solar, também sobrecarrega as linhas de transmissão durante o dia, provocando o "constrain-off". Nas tabelas abaixo são apresentados os valores outorgados e fiscalizados pela ANEEL, bem como os volumes contratados no ACR da CPFL PIRATININGA, extraídos da planilha SPARTA. A regulação deve levar em conta os efeitos que ocorrem no sistema, frutos da expansão acelerada das fontes Solar e Eólica para o mercado livre - ACL. Muitos investimentos em transmissão, fruto dos leilões de 2023 e 2024, estão sendo executados para atender a essa expansão e são transferidos ao mercado regulado - ACR que, além dos valores a que não deu causa, deve suportar subsídios de 50% da TUSD e vão implicar em R\$ 5 bilhões/ano em RAP aos consumidores cativos. Reforçamos na oportunidade que o início da cobrança do CUST deveria ser integralmente associado a todos os consumidores que serão beneficiados pelas novas obras.																																																																																											
<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>MW</th> <th>%</th> <th>R\$/MWh</th> <th>R\$ milhões</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energia Base</td> <td>3.085.232</td> <td>35%</td> <td>213,01</td> <td>657</td> </tr> <tr> <td>CPFL Piratininga 2024</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cota Angra I/Angra II</td> <td>287.160</td> <td>3%</td> <td>355,16</td> <td>102</td> </tr> <tr> <td>Costas (Lei nº 12783/2013)</td> <td>1.163.780</td> <td>13%</td> <td>191,06</td> <td>221</td> </tr> <tr> <td>Outras (tendo as perdas)</td> <td>1.470.700</td> <td>17%</td> <td>226,98</td> <td>334</td> </tr> <tr> <td>PROINFA</td> <td>173.588</td> <td>2%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Bilateral</td> <td>1.348.090</td> <td>15%</td> <td>412,17</td> <td>556</td> </tr> <tr> <td>CCLEAR</td> <td>4.454.268</td> <td>50%</td> <td>246,10</td> <td>1.096</td> </tr> <tr> <td>Eólica</td> <td>1.632.098</td> <td>6%</td> <td>244,60</td> <td>136</td> </tr> <tr> <td>Hidroelétrica</td> <td>2.990.203</td> <td>27%</td> <td>209,53</td> <td>500</td> </tr> <tr> <td>Térmica</td> <td>1.272.121</td> <td>14%</td> <td>302,71</td> <td>385</td> </tr> <tr> <td>Biomassa com CCGT</td> <td>120.942</td> <td>1%</td> <td>309,44</td> <td>37</td> </tr> <tr> <td>Pa Centrais Hidroelétricas</td> <td>118.106</td> <td>1%</td> <td>322,98</td> <td>38</td> </tr> <tr> <td>Energia Requerida</td> <td>8.887.566</td> <td>100%</td> <td>259,80</td> <td>2.309</td> </tr> <tr> <td>Energia Vendida</td> <td>7.647.330</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Perdas</td> <td>1.240.236</td> <td>10%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Sobrecontratada em</td> <td>1.308.742</td> <td>15%</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			MW	%	R\$/MWh	R\$ milhões	Energia Base	3.085.232	35%	213,01	657	CPFL Piratininga 2024					Cota Angra I/Angra II	287.160	3%	355,16	102	Costas (Lei nº 12783/2013)	1.163.780	13%	191,06	221	Outras (tendo as perdas)	1.470.700	17%	226,98	334	PROINFA	173.588	2%			Bilateral	1.348.090	15%	412,17	556	CCLEAR	4.454.268	50%	246,10	1.096	Eólica	1.632.098	6%	244,60	136	Hidroelétrica	2.990.203	27%	209,53	500	Térmica	1.272.121	14%	302,71	385	Biomassa com CCGT	120.942	1%	309,44	37	Pa Centrais Hidroelétricas	118.106	1%	322,98	38	Energia Requerida	8.887.566	100%	259,80	2.309	Energia Vendida	7.647.330				Perdas	1.240.236	10%			Sobrecontratada em	1.308.742	15%		
	MW	%	R\$/MWh	R\$ milhões																																																																																							
Energia Base	3.085.232	35%	213,01	657																																																																																							
CPFL Piratininga 2024																																																																																											
Cota Angra I/Angra II	287.160	3%	355,16	102																																																																																							
Costas (Lei nº 12783/2013)	1.163.780	13%	191,06	221																																																																																							
Outras (tendo as perdas)	1.470.700	17%	226,98	334																																																																																							
PROINFA	173.588	2%																																																																																									
Bilateral	1.348.090	15%	412,17	556																																																																																							
CCLEAR	4.454.268	50%	246,10	1.096																																																																																							
Eólica	1.632.098	6%	244,60	136																																																																																							
Hidroelétrica	2.990.203	27%	209,53	500																																																																																							
Térmica	1.272.121	14%	302,71	385																																																																																							
Biomassa com CCGT	120.942	1%	309,44	37																																																																																							
Pa Centrais Hidroelétricas	118.106	1%	322,98	38																																																																																							
Energia Requerida	8.887.566	100%	259,80	2.309																																																																																							
Energia Vendida	7.647.330																																																																																										
Perdas	1.240.236	10%																																																																																									
Sobrecontratada em	1.308.742	15%																																																																																									
<b>III - DA ANÁLISE</b>																																																																																											
<b>III.1 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST</b>																																																																																											
12. A seção 7 do Submódulo 9.4 do PRORET estabelece os requisitos para formação da Base de Dados para o cálculo da TUST, bem como a necessidade de discussão pública, por meio de Tomada de Subsídios (TS).																																																																																											
<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 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. Após a homologação da Base de Dados pela ANEEL, ela se torna blindada, não podendo haver alterações posteriores."																																																																																											
13. Cumpre salientar que as datas previstas para a entrada em operação comercial de novas instalações de transmissão outorgadas são informadas pelas próprias transmissoras por meio do SIGET. Essas informações possuem caráter dinâmico, em razão das peculiaridades apresentadas por cada empreendimento (licenciamento ambiental, licitação, atrasos na entrega de equipamentos, dentre outros motivos). Portanto, os dados podem ser atualizados com a melhor previsão disponível quando da instauração final do processo.																																																																																											
14. Desta forma, a base de dados submetida à Tomada de Subsídio é preliminar e será atualizada até o fim do processo de cálculo das TUST/TUSDg, com a configuração da rede e montantes de uso previstos para o ciclo. Também está sendo disponibilizada a relação das instalações planejadas para a Rede Básica no horizonte do Plano de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) 2º/2025, elaborados pela EPE. Importante destacar que esses dados podem sofrer alguma atualização no 1º semestre de 2025. Ao fim, serão utilizados no cálculo da RAP prospectiva, que trata a seção 8 do Submódulo 9.4 do PRORET.																																																																																											
15. Por fim, cumpre apresentar o resultado do cálculo do Fator de Demanda (FD) que se refere o item (ii) do § 31 do Submódulo 9.4 do PRORET para fins de cálculo do fluxo de potência utilizado no Cenário Nacional. Esse fator deverá ser calculado a cada ciclo tarifário considerando o horizonte dos últimos 5 ciclos tarifários, para ser aplicado sobre os MUST contratados em regime permanente para o segmento consumo. Para o ciclo tarifário 2026/2027, o valor calculado abrangerá os ciclos conclusos 2020/2021 a 2024/2025. Os dados completos do ciclo 2025/2026 ainda não estarão disponíveis, uma vez que a homologação da TUST ocorrerá na vigência desse ciclo.																																																																																											

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-10/2026																																															
 <p><b>NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL Piratininga - Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga</b>  <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>  <b>ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 56/2026-STR/ANEEL de 15/4/26</b></p>																																															
<p><b>EMENTA:</b> Obter subsídios relativos à base de dados preliminar para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Centrais Geradoras (TUSDg) do ciclo tarifário 2026-2027.</p>																																															
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>																																															
<p><b>IMPORTEANTE:</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																																														
<p>16. O valor do <b>Fator de Demanda</b> calculado para o ciclo 2026-2027 foi de <b>73,41%</b>, conforme memória de cálculo que será disponibilizada no âmbito da TS.</p>	<p>Concordamos com os valores considerados pela Aneel nesta TS-010/2026.</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Ciclo i</th> <th colspan="2">MUST Contratado (MW)</th> <th rowspan="2">Demanda Média (MW)</th> <th colspan="2">Fator de Demanda</th> </tr> <tr> <th>Ponta (P)</th> <th>Fora de Ponta (FP)</th> <th>Dmi</th> <th>FDI</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2020-2021</td> <td>98.173,70</td> <td>105.726,10</td> <td>77.147,11</td> <td>72,97%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2021-2022</td> <td>100.562,80</td> <td>108.172,40</td> <td>80.261,58</td> <td>74,20%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2022-2023</td> <td>106.899,20</td> <td>114.550,60</td> <td>81.666,08</td> <td>71,29%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2023-2024</td> <td>110.100,40</td> <td>116.695,80</td> <td>87.937,00</td> <td>75,36%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2024-2025</td> <td>118.336,60</td> <td>124.221,90</td> <td>90.964,98</td> <td>73,23%</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;"><b>FD</b></td> <td></td> <td style="text-align: center;"><b>73,41%</b></td> </tr> </tbody> </table>	Ciclo i	MUST Contratado (MW)		Demanda Média (MW)	Fator de Demanda		Ponta (P)	Fora de Ponta (FP)	Dmi	FDI	2020-2021	98.173,70	105.726,10	77.147,11	72,97%		2021-2022	100.562,80	108.172,40	80.261,58	74,20%		2022-2023	106.899,20	114.550,60	81.666,08	71,29%		2023-2024	110.100,40	116.695,80	87.937,00	75,36%		2024-2025	118.336,60	124.221,90	90.964,98	73,23%					<b>FD</b>		<b>73,41%</b>
Ciclo i	MUST Contratado (MW)		Demanda Média (MW)	Fator de Demanda																																											
	Ponta (P)	Fora de Ponta (FP)		Dmi	FDI																																										
2020-2021	98.173,70	105.726,10	77.147,11	72,97%																																											
2021-2022	100.562,80	108.172,40	80.261,58	74,20%																																											
2022-2023	106.899,20	114.550,60	81.666,08	71,29%																																											
2023-2024	110.100,40	116.695,80	87.937,00	75,36%																																											
2024-2025	118.336,60	124.221,90	90.964,98	73,23%																																											
			<b>FD</b>		<b>73,41%</b>																																										
<p><b>III.1.1 Critérios para alocação de submercados aos pontos de conexão</b></p> <p>17. Conforme discutido na <b>Consulta Pública 18/2024</b> e deliberado pela Diretoria Colegiada da ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 1.105, de 3 de dezembro de 2024, no Submódulo 9.4 do PRORET passou a constar os seguintes critérios para alocação dos pontos de conexão aos submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN):</p> <p>i. <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> <p>ii. <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 elétrica ligação elétrica</p> <p>18. Portanto, a <b>base de dados</b> a ser disponibilizada no âmbito desta Tomada de Subsídios já considera a aplicação dos critérios mencionados. Além disso, será disponibilizada planilha em separado contendo as <b>associações de cada uma das barras</b> consideradas no arquivo .DC aos respectivos submercados para pronta conferência dos interessados.</p>																																															
<p><b>III.1.2 Geradores que migrarão para o ambiente de distribuição e deixarão de pagar TUST</b></p> <p>19. No ciclo 2026/2027, as <b>8 Usinas</b> abaixo listadas, atualmente acessantes de Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), <b>migrarão para o ambiente de distribuição</b>. Essa mudança ocorre em razão da transferência dessas ICG da transmissora responsável para a distribuidora local, a partir de 4 de agosto de 2026. Com isso, esses geradores deixarão de pagar TUST e passarão a pagar Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).</p> <p>20. A transferência se fundamenta no Parágrafo Primeiro da Cláusula Segunda do sétimo Termo Aditivo (TA) ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 09/2009-ANEEL, assinado pela Transenergia, que estabelece:</p> <p style="text-align: center;"><i>“PARÁGRAFO PRIMEIRO – A transferência dos equipamentos e instalações relativos às ICG e às IEG, executados os transformadores integrantes das ICG e suas conexões, conforme previsto na Primeira Subcláusula da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão nº 09/2009- ANEEL, deverão ser transferidos sem ônus às CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO local na data de 4 de agosto de 2026.”</i></p> <p>21. As geradoras que se enquadram na situação descrita são apresentadas no Quadro 1. Nessa condição, as referidas usinas, caso detenham TUST estabelecida, permanecerão listadas no Ato que estabelecerá as tarifas de transmissão, considerando-se a TUST válida até 3 de agosto de 2026.</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>USINA</th> <th>CEG</th> <th>UF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>UTE TROPICAL BIOENERGIA</td> <td>030080-2</td> <td>GO</td> </tr> <tr> <td>UTE TROPICAL BIOENERGIA II</td> <td>031769-1</td> <td>GO</td> </tr> <tr> <td>UTE ÁGUA EMENDADA</td> <td>030039-0</td> <td>GO</td> </tr> <tr> <td>UTE ALTO TAQUARI(BRENCO)</td> <td>030038-1</td> <td>GO</td> </tr> <tr> <td>UTE MORRÓ VERMELHO(BRENCO)</td> <td>030040-3</td> <td>GO</td> </tr> <tr> <td>UTE JATAÍ (COSAN)</td> <td>030043-8</td> <td>GO</td> </tr> <tr> <td>UTE BOA VISTA</td> <td>029588-4</td> <td>GO</td> </tr> <tr> <td>UTE QUIRINÓPOLIS (UJS)</td> <td>029268-0</td> <td>GO</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><b>Quadro 1 – Usinas acessantes de ICG que migrarão para o ambiente de distribuição.</b></p>		USINA	CEG	UF	UTE TROPICAL BIOENERGIA	030080-2	GO	UTE TROPICAL BIOENERGIA II	031769-1	GO	UTE ÁGUA EMENDADA	030039-0	GO	UTE ALTO TAQUARI(BRENCO)	030038-1	GO	UTE MORRÓ VERMELHO(BRENCO)	030040-3	GO	UTE JATAÍ (COSAN)	030043-8	GO	UTE BOA VISTA	029588-4	GO	UTE QUIRINÓPOLIS (UJS)	029268-0	GO																			
USINA	CEG	UF																																													
UTE TROPICAL BIOENERGIA	030080-2	GO																																													
UTE TROPICAL BIOENERGIA II	031769-1	GO																																													
UTE ÁGUA EMENDADA	030039-0	GO																																													
UTE ALTO TAQUARI(BRENCO)	030038-1	GO																																													
UTE MORRÓ VERMELHO(BRENCO)	030040-3	GO																																													
UTE JATAÍ (COSAN)	030043-8	GO																																													
UTE BOA VISTA	029588-4	GO																																													
UTE QUIRINÓPOLIS (UJS)	029268-0	GO																																													
<p><b>III.2 Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Geradores – TUSDg</b></p> <p>22. Conforme definido no Submódulo 7.4 do PRORET, a Rede Unificada (RU) é o conjunto de instalações de transmissão e distribuição, na tensão de <b>138 kV ou 88 kV</b>, que <b>contenham no mínimo uma central geradora</b> conectada. A RU inclui os transformadores de potência classificados como Rede Básica com tensão secundária de 88 ou 138 kV. Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas ou de uso exclusivo e instalações de propriedade de concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica nessas tensões.</p> <p>23. Todas as Redes Unificadas devem ser atualizadas com os ativos, linhas e transformadores, considerando o horizonte de 30 de junho de 2027. Assim, as obras previstas para entrarem em operação nessa data devem ser incluídas na base de dados do ciclo 2026-2027.</p> <p>24. Conforme abordado no item III.1.2, na base de dados do ciclo 2026-2027 estão incluídos os ativos das ICGs EDEIA, QUIRINÓPOLIS E JATAÍ, permitindo a modelagem das 8 centrais geradoras conectadas nesses ativos, agora no ambiente de distribuição.</p>																																															
<p><b>III.2.1 Representação da Carga nas Redes Unificadas</b></p> <p>25. Para representação da carga nas Redes Unificadas, as distribuidoras informam o valor de carga nas barras de <b>138 kV ou 88 kV</b> que compõem as RU. Os valores informados devem refletir os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e Montante de Usos do Sistema de Distribuição (MUSD) contratados para os pontos de fronteira que compõe as Redes Unificadas.</p> <p>26. O <b>somatório dos valores de carga</b> informados pela distribuidora deve ser igual ao somatório dos <b>MUST e MUSD</b> contratados em cada Rede Unificada, considerando o horizonte de <b>junho de 2027</b>. A distribuidora pode considerar as <b>perdas</b> na definição da carga. Ressalta-se que as cargas em níveis de tensão inferiores são refletidas nas barras de 138 kV ou 88 kV.</p>																																															
<p><b>III.2.2 Representação das Centrais de Geração nas Redes Unificadas</b></p> <p>27. As distribuidoras devem considerar na representação das centrais geradoras todas aquelas que estão em operação no momento de definição da base de dados, no caso deste ciclo, 30 de junho de 2026. Além das centrais geradoras em operação, são representadas as centrais geradoras que celebraram CUSD e têm previsão contratual de entrada em operação até 30 de junho de 2027. Ademais, todas as centrais geradoras que se sagraram vencedoras em <b>leilão de energia nova</b> e com previsão de entrega do produto, conforme respectivo Edital do Leilão de Energia, dentro do horizonte do ciclo são modeladas, independente da assinatura ou não do CUSD, ou seja, tem previsão de entrada até 30 de junho de 2027. A Tabela 1 resume os critérios de representação das centrais geradoras na base de dados da TUSDg.</p>																																															
Tabela 1: Critérios de representação de centrais geradoras																																															
	<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Em operação</th> <th>Prevista<sup>(1)</sup></th> <th>Leilão</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Com CUSD</td> <td>Representada</td> <td>Representada</td> <td>Representada</td> </tr> <tr> <td>Sem CUSD</td> <td>Representada</td> <td>Não Representada</td> <td>Representada</td> </tr> </tbody> </table>		Em operação	Prevista <sup>(1)</sup>	Leilão	Com CUSD	Representada	Representada	Representada	Sem CUSD	Representada	Não Representada	Representada																																		
	Em operação	Prevista <sup>(1)</sup>	Leilão																																												
Com CUSD	Representada	Representada	Representada																																												
Sem CUSD	Representada	Não Representada	Representada																																												
<p>28. Os critérios foram definidos considerando o disposto na <b>REN nº 1.000/2021</b>.</p> <p>29. O critério de representação do <b>MUSD das centrais geradoras é o valor contratado para junho de 2027</b>. Para as centrais geradoras vencedoras de leilão e sem CUSD celebrado, o valor de MUSD considerado é a potência que consta no cadastro do empreendimento no respectivo leilão.</p> <p>30. Estão incluídas na base de dados as centrais geradoras que se sagraram vencedoras de <b>leilão de energia nova</b> e com a previsão de entrega da energia que consta no Edital no horizonte do <b>ciclo 2026-2027</b>. Neste ano 5 (cinco) novas usinas estão incluídas na base por esse critério, sendo que 1 (uma) usina estava na base do ano passado como usina estabelecida.</p>																																															
Tabela 2: Usinas vencedoras de Leilão de energia nova com previsão de entrega no ciclo 2026-2027																																															
	<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Centrais geradoras vencedoras de Leilão</th> <th>CEG</th> <th>Distribuidora Acessada</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>BEIRA RIO</td> <td>35005</td> <td>Copel-DIS</td> </tr> <tr> <td>ESTRELA</td> <td>38340</td> <td>EMS</td> </tr> <tr> <td>FARTURA</td> <td>44805</td> <td>Cellesc-DIS</td> </tr> <tr> <td>PROFESSORA HELEY DE ABREU SILVA BATISTA 1</td> <td>45712</td> <td>Cemig-D</td> </tr> <tr> <td>PROFESSORA HELEY DE ABREU SILVA BATISTA 2</td> <td>45713</td> <td>Cemig-D</td> </tr> </tbody> </table>	Centrais geradoras vencedoras de Leilão	CEG	Distribuidora Acessada	BEIRA RIO	35005	Copel-DIS	ESTRELA	38340	EMS	FARTURA	44805	Cellesc-DIS	PROFESSORA HELEY DE ABREU SILVA BATISTA 1	45712	Cemig-D	PROFESSORA HELEY DE ABREU SILVA BATISTA 2	45713	Cemig-D																												
Centrais geradoras vencedoras de Leilão	CEG	Distribuidora Acessada																																													
BEIRA RIO	35005	Copel-DIS																																													
ESTRELA	38340	EMS																																													
FARTURA	44805	Cellesc-DIS																																													
PROFESSORA HELEY DE ABREU SILVA BATISTA 1	45712	Cemig-D																																													
PROFESSORA HELEY DE ABREU SILVA BATISTA 2	45713	Cemig-D																																													
<p>31. A modelagem do <b>MUSD das 678 centrais geradoras</b> considerou os contratos existentes no Sistema de Gestão de Contratos (SGC). As distribuidoras deverão cadastrar, complementar ou corrigir as informações durante o período de Tomada de Subsídios, uma vez que a definição da base de dados da TUSDg do ciclo 2026-2027 levará em consideração somente os dados cadastrados no SGC. Contratos encaminhados somente por correspondência não serão considerados.</p> <p>32. Para os geradores constantes na Tabela 3, as distribuidoras citadas precisam cadastrar os CUSD e os COD ou os termos aditivos aos CUSD no SGC.</p>																																															
Tabela 3: Usinas sem CUSD cadastrado no SGC																																															

**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A TOMADA DE SUBSIDIOS TS-10/2026****NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL Piratininga - Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga****AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL****ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 56/2026-STR/ANEEL de 15/4/26****EMENTA:** Obter subsídios relativos à base de dados preliminar para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Centrais Geradoras (TUSDg) do ciclo tarifário 2026-2027.**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**

CEG	TIPO	NOME	Distribuidora
	EOL	Ajua Doce	CELESC
	EOL	Wiporim	CELESC
	PCH	RIO VERMELHO 3	CELESC
29990	UTE	MONTEVERDE	EMS
35113	PCH	TAMBORIL 35113	EQTL GO
30994	UTE	SAO MARTINHO ENERGIA	CPFL Paulista
35109	UTE	BIOGAS BONFIM	CPFL Paulista
33608	UPV	Sol Major II	ETO
30239	PCH	Santa Lucia (Presente de Deus)	EMT
30255	PCH	Santo Antonio (Comodoro)	EMT
35588	UTE	Novo Milenio	EMT
37309	PCH	Beleza	EMT
33883	UTE	Cambara	RGE
49301	UTE	ENERGETICA ALTA MOGIANA	CPFL Paulista
37328	PCH	RIO CLARO (ANTIGA PERDIDOS)	EMT
30519	UTE	INAPSA DOURADOS	EMS
32371	UTE	SAO MARTINHO BIOENERGIA	CPFL Paulista
51729	UTE	URU Bto	COPEL DIS
37888	PCH	BRAÇO SUL	EMT
37249	PCH	SALTINHO RS	RGE
29505	PCH	CORREGO FUNDO	COPEL DIS
30893	UTE	ITAPÓS	ETO
74707	UTE	COCAL II	NEOENERGIA ELETRO
33070	UTE	MANUEM	ENEL SP
35646	PCH	ALTO GUAPORÉ 2	EMT
51532	UTE	BARRA GRANDE 2	CPFL PAULISTA

40580	UTE	Cidade de Livrs	CPFL PAULISTA
55914	UTE	karkey 013	LIGHT
55917	UTE	karkey 019	LIGHT
55706	UTE	Porsud I	LIGHT
55707	UTE	porsud II	LIGHT
	CGH	CGH Humboldt	CELESC
37329	PCH	DIAMAN PCH2 - Diamantina (Antiga Sumibouro)	EMT
53332	UPV	GIASSOL UPV 01	EMT
53333	UPV	GUASSI-UPV02	EMT
32571	PCH	JASPE	CELESC
40733	PCH	JURUENA	EMT
35112	PCH	GAMELEIRA	EQTL GO
35110	PCH	SALGADO	EQTL GO
35111	PCH	SAO BARTOLOMEU	EQTL GO
37381	PCH	BOM EDUS	ENEL RJ
36938	PCH	COBRE KM 19	COPEL DIS
35316	UTE	MANAUS I	AME
74637	UTE	JACAREZINHO 2	COPEL DIS
32693	PCH	Nossa Senhora das Graças I	EMT
37886	PCH	Cachimbo	EMT
34468	PCH	Pegajuro	EMT

CEG	TIPO	NOME	Distribuidora
37451	PCH	Entre Rios	EMT
37386	PCH	Geórgia Lucimar Gomes	EMT
37172	PCH	Cumbuco	EMT
37174	PCH	Vila União	EMT
46746	PCH	SU-75	EMT
46747	PCH	SU-93	EMT
46748	PCH	SU-104	EMT
46749	PCH	SU-118	EMT
30078	PCH	PCH Indaia Grande (Figueira)	EMS
35005	PCH	BEIRA RIO	COPEL DIS
38340	UHE	ESTRELA	MS
30080	UTE	TROPICAL BIOENERGIA	EQTL GO
31769	UTE	TROPICAL BIOENERGIA II	EQTL GO
30039	UTE	AGUA EMENDADA	EQTL GO
30038	UTE	ALTO TAQUARI(BRENCO)	EQTL GO
30040	UTE	MORRO VERMELHO(BRENCO)	EQTL GO
30043	UTE	URU (COSANI)	EQTL GO

\* Mais detalhes sobre esses contratos podem ser consultados na Planilha denominada Geradores TUSDg 26-27 COMENTARIOS TOMADA SUBSIDIOS.xlsx

33. Lembramos que o Ofício-Circular nº 13/2018-SGT/ANEEL, de 25 de abril de 2018, orientou as distribuidoras sobre a necessidade de manter o SGC atualizado.

**III.2.3 Receitas das Redes Unificadas (RU)**

34. De modo que seja possível simular as tarifas, mesmo que provisoriamente, mantemos na base de dados as Receitas do ciclo anterior no arquivo UNI, de modo que os arquivos de saída do Nodal indiquem um valor de tarifa. Importante lembrar que as **receitas de ativos de transmissão** utilizadas no cálculo da TUSDg são homologadas em processo específico, deliberado na mesma Reunião Pública da Diretoria que aprova as TUSDg. Logo é inviável termos recatas de transmissoras no momento da Tomada de Subsídios.

35. Deve-se ressaltar que as tarifas resultantes não são as tarifas definitivas, uma vez que a base de dados está em Tomada de Subsídios, de modo a ser aprimorada e as receitas utilizadas são as do ciclo passado.

**III.2.4 Representação das RU de Leilão**

36. Não são utilizadas para cálculo das tarifas de referência no ciclo, mas fazem parte da base de dados as Redes Unificadas específicas para cálculo das tarifas de leilão. Essas RUs estão identificadas com uma letra seguida no número 0 e estão comentadas na base de dados (caractere "I" na primeira coluna).

**III.2.5 Fim da Estabilidade de Usinas de Leilão**

37. O primeiro cálculo de TUSDg prévio a um Leilão de Energia Nova foi o do Leilão A-3, de 2011 (Leilão 002/2011), com início de suprimento em março de 2014. Logo na sequência se definiu TUSDg prévia para o LER, de 2011 (Leilão 003/2011), com início de suprimento para julho de 2015. Ao total 7 (sete) usinas se sangraram vencedoras, 5 do primeiro certame e 2 do segundo. Dessa forma, ao longo do ano de 2013, publicou-se as tarifas definidas no respectivo leilão, iniciando-se o ciclo de estabilidade 10 processos tarifários da distribuidora acessada. Assim, passados os 10 ciclos, esclarece-se que tais usinas poderão ter as tarifas de referência redefinidas caso alterem o MUSD ou a distribuidora acessada tenha revisão tarifária. O processo de atualização anual das tarifas também será alterado, considerando a regra ordinária de atualização.

38. Neste ciclo (2026/2027) 17 (dezesete) centrais geradoras (Tabela-3) perderam a estabilização definida no leilão de energia nova e foram reclassificadas, passando de "Existente Leilão" para "Existente".

Tabela 4: Usinas Reclassificadas

Centrais Geradoras	CEG	Distribuidora Acessada
DORES DE GUANHAES	28781	Cemig-D
FORTUNA II	28426	Cemig-D
GUAIMBE 1	32326	CPFL Paulista
GUAIMBE 2	32327	CPFL Paulista
GUAIMBE 3	32328	CPFL Paulista
GUAIMBE 4	32329	CPFL Paulista
GUAIMBE 5	32330	CPFL Paulista
JACARE	28749	Cemig-D
PIRAPORA 10	33193	Cemig-D
PIRAPORA 5	33188	Cemig-D
PIRAPORA 6	33189	Cemig-D
PIRAPORA 7	33190	Cemig-D
PIRAPORA 9	33192	Cemig-D
SANTA CAROLINA	30723	RGE (agrupada)
SENHORA DO PORTO	28735	Cemig-D
VAZANTE 1	32339	Cemig-D
VAZANTE 2	32340	Cemig-D

**III.3.1 Base de Dados**

39. A base de dados disponibilizada é composta dos arquivos, a saber:

- i. 2026-2027.DC ao 2033-2034.DC: dados de barras e linhas;
- ii. 2026-2027.UNI: dados com as características das linhas e transformadores das Redes Unificadas;
- iii. 2026-2027.TRA ao 2033-2034.TRA: dados dos custos-padrão das instalações de transmissão;
- iv. 2026-2027.NBD ao 2033-2034.NBD: dados dos pontos de conexão;
- v. 2026-2027.TED: dados das transmissoras;

**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-10/2026**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL Piratininga - Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga**  
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**  
**ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 56/2026-STR/ANEEL de 15/4/26**

**EMENTA:** Obter subsídios relativos à base de dados preliminar para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Centrais Geradoras (TUSDg) do ciclo tarifário 2026-2027.

**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 substitutos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
vi. 2026-2027. CLI: dados dos consumidores livres com acesso direto à Rede Básica;	
vii. 2026-2027. DIS: dados das distribuidoras e permissionárias que acessam à Rede Básica;	
viii. 2026-2027. GER ao 2033-2034. GER: dados de usinas;	
ix. 2026-2027. TCG: TUST controladas do ciclo anterior;	
x. 2026-2027. TUA: TUST estabilizadas do ciclo anterior; e	
xi. 2026-2027. TDA: dados das usinas existentes na base, mas que não terão nova TUSDg de referência homologada no ciclo.	
40. Estes arquivos estão definidos conforme versão 6.3 do aplicativo Nodal, o qual está disponibilizado no anexo da REH nº 3.482, de 15 de julho de 2025, juntamente com o manual do usuário.	
<b>IV - DO FUNDAMENTO LEGAL</b>	
41. O inciso XVIII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; e as Resoluções Normativas nº 1.024, de 28 de junho de 2022 e nº 1.041, de 20 de setembro de 2022.	
<b>V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO</b>	
42. Diante do exposto, conclui-se pela <b>disponibilização da base de dados preliminar da TUST/TUSDg para o ciclo 2026-2027</b> , a partir das informações consolidadas até o momento.	
43. Ressalta-se que o <b>objetivo</b> da Tomada de Subsídios é o <b>recebimento de contribuições</b> para o <b>aprimoramento da base de dados</b> , que será utilizada no cálculo da TUST/TUSDg do ciclo tarifário 2026-2027. Desta forma, <b>não tem como objetivo realizar discussões acerca de valores das tarifas e das receitas consideradas</b> .	Recomenda-se que a Fiscalização da Aneel sobre os ativos em serviço seja contínua e não tenha obstáculos de contingenciamento da Taxa de Fiscalização pelo Serviço de Energia Elétrica (TFSEE), por parte do governo federal. A TSEE, correspondente a 0,4% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado, nos termos da Lei nº 9.427/1996 e recai totalmente nas faturas finais do consumidor brasileiro, devendo ser exclusivamente utilizada para este fim.
44. De toda forma, é possível realizar simulações a partir das receitas projetadas no ciclo vigente, disponíveis nos Anexos da REH nº 3.482/2025.	
45. Recomenda-se a submissão à Tomada de Subsídios da base de dados preliminar da TUST/TUSDg para o ciclo 2026-2027, conforme especificado nesta Nota Técnica, para a sociedade e com prazo de contribuições de 30 dias.	
(assinado digitalmente) ADRIANO ALMEIDA TRINDADE Analista Administrativo	
(assinado digitalmente) HERIVELTO AUGUSTO DE CARVALHO PSA	
(assinado digitalmente) MATEUS DE OLIVEIRA FERREIRA Especialista em Regulação	
(assinado digitalmente) EDUARDO SERRATO Especialista em Regulação	
(assinado digitalmente) PEDRO LUCCHESI LOURES Especialista em Regulação	
(assinado digitalmente) DIEGO LUIS BRANCHER Especialista em Regulação	
(assinado digitalmente) ROBSON KUHN YATSU Gerente de Gestão Tarifária	
De acordo: (assinado digitalmente) LEANDRO CAIXETA MOREIRA Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica	
Eduardo Serrato Mendonça Ribeiro, Especialista em Regulação, em 15/04/2026, às 14:36.	
Mateus De Oliveira Ferreira, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Transmissão, em 15/04/2026, às 14:41	