AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 813 DE 3 DE MAIO DE 2018

Definição dos procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo das tarifas iniciais para cooperativas de eletrificação rural a serem enquadradas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Voto

Nota Técnica nº 104/2018-SGT/SCT/SRM/ANEEL

Submódulo 8.1 – Revisão Tarifária

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no inciso IV do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no inciso XIII do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no art. 1º do Decreto nº 6.160, de 20 de julho de 2007, o que consta do Processo nº 48500.005988/2017-45, e considerando as contribuições recebidas por meio da Audiência Pública nº 79/2017, resolve:

Art. 1º Os procedimentos e critérios definidos nesta Resolução aplicam-se às cooperativas de eletrificação rural que não se enquadraram nos critérios de definição das tarifas básicas, conforme previsto nos §§ 6º e 7º do art. 13 da Resolução Normativa nº 205/2005.

Parágrafo único. As definições utilizadas nesta Resolução são aquelas adotadas nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

Art. 2º As tarifas iniciais de aplicação serão fixadas pela ANEEL, com base nos critérios definidos nesta Resolução, e serão aplicadas pela permissionária a partir da data de referência contratual constante da Tabela 1 e observando o cronograma constante da Tabela 4 do Anexo I desta Resolução.

§ 1º A aplicação das tarifas inicias está condicionada à assinatura do Contrato de Permissão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em até 15 dias antes da data de referência contratual.

§ 2º A ANEEL irá disponibilizar o valor teto de Parcela B em até 60 dias antes da data de referência contratual.

~~§ 3º A ANEEL irá publicar as tarifas de suprimento no(s) processo(s) tarifário(s) da(s) supridora(s) antecedente à data de referência contratual, estando condicionada sua aplicação à assinatura do contrato de permissão.~~

~~§ 4º Excepcionalmente, para as cooperativas com data de referência contratual entre abril e maio, as tarifas iniciais poderão ser aplicadas a partir da assinatura do Contrato de Permissão.~~

~~Art. 3º O cálculo da Receita Requerida será feito considerando as premissas a seguir.~~

~~§ 1º A Parcela B de referência será definida adotando-se o Submódulo 8.1 do PRORET. A data-base de cálculo da Parcela B será conforme Tabela 2 do Anexo I desta Resolução, devendo ser atualizada pelo IPCA entre a data de referência de preços e o mês anterior à data de referência contratual.~~

~~§ 2º O laudo de ativos deverá observar a data-base dos ativos conforme a Tabela 2 do Anexo I desta Resolução e deverá ser entregue em até 90 dias antes da data de referência contratual.~~

~~§ 3º Na valoração dos ativos, exclusivamente para Subestações em 69 kV e 138 kV, será utilizado o Banco de Preços de Referência ANEEL, aplicado no segmento de transmissão de energia elétrica e aprovado pela Resolução Homologatória nº 758/2009.~~

~~§ 4º A Parcela B final será resultante do pleito da permissionária, conforme Submódulo 8.4 do PRORET, limitado ao teto de Parcela B, calculado como sendo 20% superior à Parcela B de referência.~~

~~§ 5º A Parcela A será definida de acordo com o Submódulo 8.2 do PRORET.~~

~~§ 6º Os custos regulatórios de compra de energia e de uso dos sistemas de distribuição serão definidos pelas tarifas vigentes, nos montantes estabelecidos pelo Submódulo 8.2 do PRORET, a partir do desconto aplicado no último processo tarifário da principal supridora, sendo os novos descontos, para fins de regularização, definidos conforme a seguir:~~

~~a) Caso a tarifa inicial de aplicação do subgrupo B1 – classe residencial resulte superior à tarifa do subgrupo B1 – classe residencial atual da principal supridora, mantém-se os descontos atuais, aplicados no último processo tarifário da supridora;~~

~~b) Caso a tarifa inicial de aplicação do subgrupo B1 – classe residencial resulte inferior à tarifa do subgrupo B1 – classe residencial atual da principal supridora, inicia-se a retirada dos descontos, observando-se o impacto máximo de 10% sobre a receita requerida, limitada à tarifa da supridora. Para a retirada dos descontos, comparam-se duas receitas. A primeira será obtida considerando a Parcela B de referência deflacionada pelo IPCA e pelo crescimento do mercado de baixa tensão, e para a construção da Parcela A consideram-se as tarifas de fornecimento do penúltimo processo tarifário da(s) supridora(s); a segunda será obtida considerando a Parcela B de referência deduzida da subvenção e a Parcela A, atualizada conforme Submódulo 8.2, sendo que os descontos percentuais para as tarifas de suprimento serão os calculados no último processo tarifário da(s) supridora(s). A retirada dos descontos deverá se iniciar pelo custo de uso do sistema de distribuição.~~

~~§ 7º Para o cálculo da Energia Requerida deverão ser definidas as perdas elétricas regulatórias, obtidas pela soma das perdas técnicas e não técnicas e das perdas na rede básica, conforme os critérios a seguir:~~

~~a) Serão reconhecidas as perdas reais, calculadas pela diferença entre o suprimento e fornecimento, até o limite de 13,89%, excluída a perda na Rede Básica. Para fins de estrutura tarifária, será considerado como custo associado às perdas técnicas;~~

~~b) Para as permissionárias com perdas reais acima do limite definido no item anterior, as perdas regulatórias corresponderão a 75% das perdas reais e 25% do limite de 13,89%, que vigorarão até a primeira revisão tarifária periódica. Para fins de estrutura tarifária, será considerado como custo associado às perdas técnicas o valor de 13,89% e acima desse valor, associado às perdas não técnicas.~~

~~§ 8º Para as permissionárias que acessam a Rede Básica, os custos de transporte serão calculados com base na TUST do ponto de conexão.~~

~~§ 9º A subvenção para compensar as cooperativas pela reduzida densidade de carga será calculada para aquelas que possuírem densidade inferior à da supridora, conforme a Tabela 3 do Anexo. Para o cálculo, serão adotados os procedimentos constantes do Submódulo 8.5 do PRORET, observando as datas-bases da Tabela 2 do Anexo I desta Resolução.~~

~~Art. 4º As tarifas iniciais de aplicação serão calculadas considerando os procedimentos e critérios definidos no Submódulo 8.3 do PRORET e as premissas a seguir.~~

~~§ 1º Para definição da tarifa inicial, o Mercado de Referência considerará o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao segundo mês anterior à data de referência contratual.~~

~~§ 2º As tarifas de referência da TUSD Transporte (Fio A e Fio B) e TUSD Perdas Técnicas, poderão ser propostas pela Cooperativa, sujeita à avaliação e aceitação pela ANEEL. As demais componentes serão definidas conforme Submódulo 8.3 do PRORET.~~

~~§ 3º Os postos tarifários serão definidos juntamente com as tarifas iniciais.~~

~~Art. 5º A permissionária deverá regularizar a celebração do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD e do Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER junto às unidades consumidoras do grupo A, quando cabível, obedecendo ao disposto na Resolução Normativa nº 414/2010 e demais regulamentos da ANEEL, em até 180 dias após a celebração do contrato de permissão.~~

~~§ 1º As unidades consumidoras dos subgrupos A3a, A4 e AS com demanda contratada inferior a 150 kW poderão ser enquadradas na modalidade tarifária convencional binômia até o primeiro reajuste tarifário após a regularização. As unidades consumidoras com demanda superior ou igual a 150 kW deverão ser enquadradas nas modalidades tarifárias horárias azul ou verde, em até 180 dias após a celebração do contrato de permissão.~~

~~§ 2º No ato da regularização, a permissionária deverá notificar os responsáveis pelas unidades consumidoras enquadradas na modalidade convencional binômia sobre a extinção desta modalidade a~~

~~partir do primeiro reajuste tarifário após a regularização, apresentando as informações elencadas nas alíneas “a” a “e” do inciso IV do § 6º do art. 57 da REN nº 414/2010.~~

~~Art. 6º As permissionárias deverão celebrar o Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor e os Contratos de Uso dos Sistemas de Distribuição (CUSD) ou Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), conforme regulamentação disposta na Resolução Normativa nº 506/2012 e nº 68/2004.~~

~~§ 1º Os contratos deverão ser assinados em até 60 dias após a data de assinatura do Contrato de Permissão.~~

~~§ 2º Em virtude da regularização, a alteração ou rescisão do CUSD com o agente supridor não implicará nos prazos e penalidades constantes dos Art.º 63 e 70-A da REN 414/2010.~~

~~Art. 7º No primeiro ano tarifário, caso a permissionária decida adquirir pelas modalidades constante dos incisos I, II e IV do item 7 do Submódulo 11.1 do PRORET, e esta aquisição implique na redução dos montantes contratados com o(s) atual(is) agente(s) supridor(es), aplicar-se-á as regras constantes do Art. 63-A e 70-A da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.~~

~~Art. 8º Os valores iniciais dos serviços cobráveis, definidos no art. 102 da Resolução Normativa nº 414/2010, serão estabelecidos tomando-se como parâmetro o valor homologado pela ANEEL no último processo tarifário para a principal supridora da permissionária.~~

~~Art. 9º Alterar o Submódulo 8.1 do PRORET, substituindo o texto conforme Anexo II desta Resolução.~~

~~Art. 10. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.~~

~~ROMEU DONIZETE RUFINO~~

~~Este texto não substitui o publicado no D.O. de 07.05.2018, seção 1, p. 57, v. 155, n. 86.~~

(Revogada pela REN ANEEL 1.003, de 01.02.2022)

~~ANEXO I~~

~~Tabela 1 – Data de Referência Contratual~~

~~Cooperativa~~	~~Principal Supridora~~	~~Data de Reajuste da Supridora~~	~~Data de Referência da Cooperativa~~
~~CERCI~~	~~ENEL RIO~~	~~15/mar~~	~~29/abr~~
~~CERAL ARARUAMA~~	~~ENEL RIO~~	~~15/mar~~	~~29/abr~~
~~CEMIRIM~~	~~CPFL PAULISTA~~	~~08/abr~~	~~29/mai~~
~~CERFOX~~	~~RGE~~	~~19/jun~~	~~30/jul~~
~~CERTHIL~~	~~RGE~~	~~19/jun~~	~~30/jul~~
~~ELETRORURAL~~	~~COPEL~~	~~22/jun~~	~~30/jul~~
~~CERVAM~~	~~ELEKTRO~~	~~27/ago~~	~~30/set~~
~~CEGERO~~	~~CELESC~~	~~22/ago~~	~~30/set~~
~~CERSAD~~	~~CELESC~~	~~22/ago~~	~~30/set~~
~~CODESAM~~	~~CELESC~~	~~22/ago~~	~~30/set~~
~~COOPERZEM~~	~~CELESC~~	~~22/ago~~	~~30/set~~
~~COOPERSUL~~	~~CEEE~~	~~22/nov~~	~~22/dez~~
~~COOPERNORTE~~	~~CEEE~~	~~22/nov~~	~~22/dez~~

~~Tabela 2 – Data de Referência do Laudo de Ativos~~

~~Cooperativa~~	~~Principal Supridora~~	~~Data de Referência para Parcela B~~	~~Data de Referência para Subvenção~~
~~CERCI~~	~~ENEL RIO~~	~~31/10/2017~~	~~31/10/2017~~
~~CERAL ARARUAMA~~	~~ENEL RIO~~	~~31/10/2017~~	~~31/10/2017~~
~~CEMIRIM~~	~~CPFL PAULISTA~~	~~30/11/2017~~	~~30/11/2017~~
~~CERFOX~~	~~RGE~~	~~31/01/2018~~	~~31/01/2018~~
~~CERTHIL~~	~~RGE~~	~~31/01/2018~~	~~31/01/2018~~
~~ELETRORURAL~~	~~COPEL~~	~~31/01/2018~~	~~31/12/2015~~
~~CERVAM~~	~~ELEKTRO~~	~~30/03/2018~~	~~28/02/2015~~
~~CEGERO~~	~~CELESC~~	~~31/03/2018~~	~~28/02/2016~~
~~CERSAD~~	~~CELESC~~	~~31/03/2018~~	~~28/02/2016~~
~~CODESAM~~	~~CELESC~~	~~31/03/2018~~	~~28/02/2016~~
~~COOPERZEM~~	~~CELESC~~	~~31/03/2018~~	~~28/02/2016~~
~~COOPERSUL~~	~~CEEE~~	~~30/06/2018~~	~~31/05/2016~~
~~COOPERNORTE~~	~~CEEE~~	~~30/06/2018~~	~~31/05/2016~~

~~Tabela 3 – Densidade de Carga e Subvenção~~

~~Cooperativa~~	~~Principal Supridora~~	~~Densidade da Cooperativa~~	~~Densidade da Principal Supridora~~
~~CERCI~~	~~ENEL RIO~~	~~29,23~~	~~183,67~~
~~CERAL ARARUANA~~	~~ENEL RIO~~	~~30,78~~	~~183,67~~
~~CEMIRIM~~	~~CPFL PAULISTA~~	~~109,7~~	~~243,76~~
~~CERFOX~~	~~RGE~~	~~13,9~~	~~108,15~~
~~CERTHIL~~	~~RGE~~	~~17,5~~	~~108,15~~
~~ELETRORURAL~~	~~COPEL~~	~~138,0~~	~~114,85~~
~~CERVAM~~	~~ELEKTRO~~	~~52,8~~	~~148,52~~
~~CEGERO~~	~~CELESC~~	~~218,3~~	~~138,92~~
~~CERSAD~~	~~CELESC~~	~~58,77~~	~~138,92~~
~~CODESAM~~	~~CELESC~~	~~259,9~~	~~138,92~~
~~COOPERZEM~~	~~CELESC~~	~~33,23~~	~~138,92~~
~~COOPERSUL~~	~~CEEE~~	~~9,41~~	~~141,81~~
~~COOPERNORTE~~	~~CEEE~~	~~23,23~~	~~141,81~~

~~Tabela 4: Etapas do Processo de Regularização~~

~~Evento~~	~~Número de dias antes da Data de Referência Contratual (DRC)~~	~~Áreas Envolvidas~~
~~1. Encaminhamento do laudo de ativos pela cooperativa.~~	~~90~~	~~SGT/SFF~~
~~2. Divulgação do valor de Parcela B teto pela ANEEL~~	~~60~~	~~SGT~~
~~3. Aprovação de Resolução Autorizativa (REA) referente ao enquadramento da cooperativa como permissionária, contendo área de permissão e valor de Parcela B teto.~~	~~Entre 60 e 20~~	~~SCT~~
~~4. Data limite para assinatura do Contrato de Permissão~~	~~15~~	~~SCT~~
~~5. Envio de informações complementares para a definição da tarifa inicial~~	~~15~~	~~SGT~~
~~6. Data de Referência Contratual (Início da aplicação das tarifas iniciais)~~	~~0~~	~~SGT~~

~~ANEXO II~~

~~Alterações do Submódulo 8.1 do PRORET~~

~~Legenda da Tabela 13 do item 5.4.4:~~

~~IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IBGE);~~
~~INCC: Índice Geral (Índice Nacional de Custo da Construção – FGV);~~
~~BMP 28: IPA – Produtos Industriais (Borracha e Material Plástico – FGV);~~
~~PMNM 29: IPA – Produtos Industriais (Produtos de Minerais Não Metálicos – FGV);~~
~~MB 30: IPA – Produtos Industriais (Metalurgia Básica – FGV);~~
~~PDM 31: IPA - Produtos Industriais (Produtos de Metal - FGV);~~
~~MEQS 32: IPA – Produtos Industriais (Máquinas e equipamentos - FGV);~~
~~ME 34: IPA - Produtos Industriais (Máquinas, Aparelhos e Materiais Elétricos - FGV);~~
~~FSO: Insumos (Ferro ou Aço Silício - ABINEE);~~
~~OIL: Insumos (Óleo Mineral Isolante, AV70 - ABINEE);~~
~~AL: Insumos (Alumínio - LME);~~
~~CU: Insumos (Cobre - LME).~~

~~Banco de Preços Referenciais – Valores por Módulos (ANEXO II)~~

~~TFC01~~	~~TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 34,5/13,8kV~~	~~MVA~~	~~$y = -86,83*MVA^2 + 40.509,16*MVA – 24.077,25$~~
~~TFC02~~	~~TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 69/34,5kV~~	~~MVA~~	~~$y = -126,54*MVA^2 + 59.027,63*MVA – 35.084,00$~~
~~TFC03~~	~~TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 69/13,8kV~~	~~MVA~~	~~$y = -124,05*MVA^2 + 57.870,22*MVA – 34.396,08$~~
~~TFC04~~	~~TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 138/69kV~~	~~MVA~~	~~$y = -40,43*MVA^2 + 61.709,28*MVA – 41.721,59$~~
~~TFC05~~	~~TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 138/34,5kV~~	~~MVA~~	~~$y = -39,63*MVA^2 + 60.475,09*MVA – 40.887,16$~~
~~TFC06~~	~~TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 138/13,8kV~~	~~MVA~~	~~$y = -38,82*MVA^2 + 59.240,90*MVA – 40.052,73$~~