

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.058, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023

Atualização do Módulo 8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, de forma a promover adequações nos cálculos tarifários e ajustar a regulamentação à implementação prática, após a Audiência Pública nº 63/2018, instituída com vistas a colher subsídios e informações adicionais para adequações e consolidação dos PRORET.

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso XIX do art. 3º da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no parágrafo único do art. 2º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta do Processo nº 48500.002521/2018-24, decide:

Art. 1º Aprovar a versão 2.2 do Submódulo 8.1, a versão 2.1 do Submódulo 8.2, a versão 2.2 do Submódulo 8.3, a versão 1.1 do Submódulo 8.4, e a versão 1.1 do Submódulo 8.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, conforme anexo a essa Resolução.

Art. 2º Alterar o Quadro I do Anexo I da Resolução Normativa nº [1.003](#), de 1º de fevereiro de 2022, conforme a seguir:

MÓDULOS: Submódulo 8.1 – Revisão Tarifária Periódica; LV; 2.2; Desde 01/03/2023;

MÓDULOS: Submódulo 8.2 – Reajuste Tarifário Anual; LVI; 2.1; Desde 01/03/2023;

MÓDULOS: Submódulo 8.3 – Estrutura Tarifária; LVII; 2.2; Desde 01/03/2023;

MÓDULOS: Submódulo 8.4 – Reajuste e Revisão Tarifária Periódica; LVIII; 1.1; Desde 01/03/2023;

MÓDULOS: Submódulo 8.5 - Subvenção para Cooperativas com Reduzida Densidade de Carga; LIX; 1.1; Desde 01/03/2023;

Art. 3º. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 10.02.2023, seção 1, p. 39, v. 161, n. 30.

ANEXO

ANEXO LV

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.1

REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

Versão 2.2

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos a serem utilizados na Revisão Tarifária Periódica das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por não assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias periódicas de permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por não assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. A revisão tarifária periódica das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário (RT) e do Fator X.

4. O **Reposicionamento Tarifário (RT)** envolve a redefinição das tarifas de energia elétrica em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de permissão.

5. O **Fator X** corresponde a um valor a ser subtraído ou acrescido da variação do Indicador de Variação da Inflação - IVI, quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade estimados para o período.

6. A organização geral, bem como o rito e os prazos envolvidos na execução dos processos de revisão tarifária periódica são estabelecidos no Submódulo 10.3 do PRORET.

1.1.

7. Os itens a seguir detalham a formação da Receita Requerida e o cálculo do RT, bem como a aplicação do Fator X.

3.1. CÁLCULO DA RECEITA REQUERIDA

8. A **Receita Requerida** corresponde à receita compatível com a cobertura dos custos de compra de energia, transmissão, encargos setoriais, custos operacionais eficientes e de capital.

3.1.1. COMPOSIÇÃO DA RECEITA

9. A receita requerida é composta pela soma da Parcela A e Parcela B, esta última ajustada pelo Fator de Ajuste de Mercado.

$$RR = VPA + VPB \cdot (1 - Pm) \quad (1)$$

onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B; e

Pm: Fator de Ajuste de Mercado.

10. A **Parcela A** compreende os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, além dos encargos setoriais definidos em legislação específica.

11. A Parcela A é composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (2)$$

onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

12. A **Parcela B** compreende os custos operacionais e de capital da atividade de distribuição e gestão comercial dos clientes.

13. A Parcela B é composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPB = CAOM + CAA \quad (3)$$

onde:

VPB: Valor da Parcela B;

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção; e

CAA: Custo Anual dos Ativos.

14. O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAOM = CO + RI \quad (4)$$

onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO: Custos Operacionais relativos ao 1CRTP; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

15. O Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (5)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

3.1.2. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA

16. A Remuneração do Capital (RC) é calculada conforme equação a seguir:

$$RC = BRRl \cdot r_{WACCpré} \quad (6)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida; e

$r_{WACCpré}$: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos.

17. A metodologia de cálculo da Base de Remuneração Regulatória é descrita no Item 5 – Base de Remuneração Regulatória, deste Submódulo.

18. A metodologia de cálculo do Custo de Capital (WACC) é descrita no Item 6 – Custo de Capital, deste Submódulo.

19. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à depreciação e a amortização dos investimentos realizados.

20. A QRR é calculada conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (7)$$

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

d: Taxa média de depreciação das instalações.

21. A taxa média de depreciação das instalações a ser adotada para todas as permissionárias é de **4,00%** a.a.

3.1.3. CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS

22. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de terrenos e edifícios de uso administrativo.

23. As Anuidades serão dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (8)$$

onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

24. As Anuidades serão calculadas com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

3.1.3.1. Custo Anual de Aluguéis (CAL)

25. O Custo Anual de Aluguéis (CAL) é dado por:

$$CAL = BAR_A \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right] \quad (9)$$

onde:

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

BAR_A: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativos; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral”.

26. A metodologia de cálculo da BAR_A é descrita no item 5.6 deste Submódulo.

3.1.3.2. Custo Anual de Veículos (CAV)

27. O Custo Anual de Veículos (CAV) é dado por:

$$CAV = BAR_V \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right] \quad (10)$$

onde:

CAV: Custo Anual de Veículos;

BAR_V: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, referente ao TUC “Veículos”.

28. A metodologia de cálculo da BAR_V é descrita no item 5.6 deste Submódulo.

3.1.3.3. Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI)

29. O Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI) é dado por:

$$CAI = BAR_i \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right] \quad (11)$$

onde:

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;

BAR_i: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 70% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Software” e 30% referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.

30. A metodologia de cálculo da BAR_i é descrita no item 5.6 deste Submódulo.

3.2. CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO (RT)

31. O Reposicionamento Tarifário (RT), na revisão tarifária, é calculado pela seguinte equação:

$$RT = \left(\frac{RR-OR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (12)$$

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

OR: Outras Receitas; e

RV: Receita Verificada.

32. A **Receita Verificada** é a Receita Anual de Fornecimento, de Suprimento, de Consumo de Energia Elétrica e de Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o Mercado de Referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário.

33. O **Mercado de Referência** compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no Período de Referência a outras permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

34. O **Período de Referência** corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

35. No cálculo da Receita Verificada, as informações relativas ao mercado faturado no último mês do período de referência serão estimadas, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior, podendo os valores do penúltimo mês, se provisórios, ser alterados uma única vez até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora.

36. A metodologia e de cálculo das **Outras Receitas** é descrita no Item 9 – Outras Receitas, deste Submódulo.

37. A **Receita Requerida para fins de reposicionamento tarifário** será calculada conforme a fórmula a seguir:

$$RR' = VPA + VPB' \cdot (1 - Pm) \quad (13)$$

onde:

RR': Receita requerida para fins de reposicionamento tarifário;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB': Valor da Parcela B para fins de reposicionamento tarifário, calculada a partir do VPB com variação limitada a +/-30% com relação à Parcela B definida no último processo tarifário; e

Pm: Fator de Ajuste de Mercado.

38. O Valor da Parcela A compreende os seguintes itens:

- I. Custo de aquisição de energia elétrica comprada (CE) – montante de energia elétrica comprada para o atendimento ao mercado de referência valorado pelo preço de repasse dos contratos vigentes na data da revisão tarifária periódica ou pelo valor da geração própria, definido conforme Item 10 – Geração Própria, deste Submódulo. Ao montante de energia elétrica comprado deverão ser acrescidos os limites regulatórios de perdas elétricas no sistema de distribuição, os quais se dividem em perdas técnicas e não técnicas.
- II. Custo com conexão e o uso do sistema de distribuição e/ou transmissão (CT) – para a conexão, serão considerados os valores vigentes na data da revisão tarifária periódica e, para o uso, serão considerados os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data da revisão tarifária periódica. Os descontos definidos na regularização da permissionária poderão ser revistos, de acordo com o mecanismo descrito nas seções seguintes.
- III. Encargos Setoriais (ES) – serão considerados os valores vigentes na data da revisão tarifária periódica.

39. O Valor da Parcela B será calculado a preços da data de revisão de cada permissionária, sendo que no reajuste tarifário subsequente o Valor da Parcela B calculado será atualizado pela variação anual do IPCA desde a revisão tarifária, deduzido o Fator X.

40. Ao Valor da Parcela B deverá ser aplicado um índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, de forma a considerar os ganhos potenciais de produtividade no período de vigência das tarifas estabelecidas na revisão.

41. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (Pm) a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada permissionária no ajuste do Valor da Parcela B será 1,15% a.a.

3.3. APLICAÇÃO DO FATOR X

42. Os contratos de permissão das distribuidoras determinam que o Valor da Parcela B será ajustado anualmente no período tarifário entre revisões, aplicando-se ao valor vigente dessa parcela o índice "IPCA – X".

43. A metodologia de cálculo do Fator X é descrita no Item 7 – Fator X, deste Submódulo.

4. CUSTOS OPERACIONAIS

44. Os custos operacionais serão definidos conforme equação abaixo:

$$CO = OPCA \times UC(i) \times 598,43 \times 0,9999886^{UCi} \times 0,994537^{UC/kmi} \quad (14)$$

onde:

CO: Custo Operacional regulatório da permissionária i;

UCi: Número de Unidades Consumidoras da permissionária no 6º (sexto) mês anterior ao mês da revisão tarifária; e

UC/Kmi: Número de unidades consumidoras por quilômetro de rede total no 6º (sexto) mês anterior ao mês da revisão tarifária.

IPCA: índice IPCA verificado entre dezembro de 2010 e o mês anterior a revisão tarifária

45. Os percentuais de receitas irrecuperáveis por classe de consumo são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 2: Percentuais Regulatórios de Receitas Irrecuperáveis

Classe de Consumo	Grupo 3
Residencial	0,18%
Industrial	0,02%
Comercial	0,13%
Rural	0,04%
Iluminação Pública	0,00%
Poder Público	0,00%
Serviço Público	0,00%
Demais (Suprimento, Consumo Próprio)	0,00%

46. O valor de receitas irrecuperáveis dessa parcela da receita será definido conforme a equação abaixo:

$$V_{se} = \frac{RR}{(1-ICMS-PIS-COFINS)} \times \{\sum_c(\rho_c \times RI_c)\} \quad (15)$$

onde,

V_{SE} : Parcela de receitas irrecuperáveis associada à receita;

RR: Receita requerida líquida;

ρ_C : Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e

RI_C : Percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, conforme tabela.

5. BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

5.1. COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA – BRR

47. A **Base de Remuneração Regulatória (BRR)** das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica é composta pelos valores dos seguintes itens:

I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico);

II – Almoxarifado de Operação; e

III – Obrigações especiais.

48. São considerados os seguintes grupos de contas de ativos da permissionária:

I – intangíveis;

II – terrenos;

III – reservatórios, barragens e adutoras;

IV – edificações, obras civis e benfeitorias;

V – máquinas e equipamentos;

VI – veículos; e

VII – móveis e utensílios.

49. Para apuração da base de remuneração são considerados apenas os ativos vinculados à permissão e classificados nas atividades de distribuição, administração, comercialização e geração associada, nos casos previstos em lei.

50. Para efeito de determinação da Base de Remuneração Regulatória – BRR, os seguintes bens e instalações serão excluídos: software; hardware; terrenos administrativos; edificações, obras civis e benfeitorias administrativas; máquinas e equipamentos administrativos; veículos; móveis e utensílios. Esses bens e instalações compõem a **Base de Anuidade Regulatória – BAR**. A remuneração, amortização e depreciação (exceto de terrenos) referentes à BAR são dadas em forma de anuidades.

51. Assim, para a definição da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória, são considerados os seguintes grupos de contas:

Tabela 3 – Resumo das Contas Contábeis

TIPOS DE ATIVOS Contas	BRR Subcontas	BAR Subcontas
Intangíveis	Servidões	Software; Outros

Terrenos	Geração; Distribuição	Administração; Comercialização
Reservatórios, barragens e adutoras	Reservatórios, barragens e adutoras	---
Edificações, obras civis e benfeitorias	Geração; Distribuição	Administração; Comercialização
Máquinas e equipamentos	Geração; Distribuição (SEs, LDs e RDs)	Administração; Comercialização
Veículos	---	Geração; Distribuição; Comercialização; Administração
Móveis e utensílios	---	Geração; Distribuição; Comercialização; Administração

52. Os grupos de contas de ativos relativos a Intangíveis; Terrenos; Edificações, Obras Civis e Benfeitorias; Máquinas e Equipamentos; Veículos e Móveis e Utensílios, vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, referentes às atividades de Distribuição, Geração associada, Comercialização e Administração, conforme o **Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE**, são objeto de avaliação, com vistas à composição da BRR e BAR das concessionárias, de acordo com a classificação na tabela abaixo.

Tabela 4 – Relação de Grupos de Contas de Ativo

Código	Título	Classificação
132.01.X.1.01	Geração – Intangíveis	BRR/BAR
132.01.X.1.02	Geração – Terrenos	BRR
132.01.1.1.03	Geração – Reservatório, Barragens e Adutoras	BRR
132.01.X.1.04	Geração – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	BRR
132.01.X.1.05	Geração – Máquinas e Equipamentos	BRR
132.01.X.1.06	Geração – Veículos	BAR
132.01.1.1.07	Geração – Móveis e Utensílios	BAR
132.03.1.1.01	Distribuição – Intangíveis – Linhas, Redes e Subestações (L,D,S)	BRR/BAR
132.03.2.1.01	Distribuição – Intangíveis – Sistema de Transmissão Associado (STA)	BRR/BAR
132.03.1.1.02	Distribuição – Terrenos – (L,D,S)	BRR
132.03.2.1.02	Distribuição – Terrenos – (STA)	BRR
132.03.1.1.04	Distribuição – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias – (L,D,S)	BRR

132.03.2.1.04	Distribuição – Edificações, Obras Civas e Benfeitorias – (STA)	BRR
132.03.1.1.05	Distribuição – Máquinas e Equipamentos – (L,D,S)	BRR
132.03.2.1.05	Distribuição – Máquinas e Equipamentos – (STA)	BRR
132.03.1.1.06	Distribuição – Veículos – (L,D,S)	BAR
132.03.2.1.06	Distribuição – Veículos – (STA)	BAR
132.03.1.1.07	Distribuição – Móveis e Utensílios – (L,D,S)	BAR
132.03.2.1.07	Distribuição – Móveis e Utensílios – (STA)	BAR
132.04.1.1.01	Administração – Intangíveis	BAR
132.04.1.1.02	Administração – Terrenos	BAR
132.04.1.1.04	Administração – Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	BAR
132.04.1.1.05	Administração – Máquinas e Equipamentos	BAR
132.04.1.1.06	Administração – Veículos	BAR
132.04.1.1.07	Administração – Móveis e Utensílios	BAR
132.05.1.1.01	Comercialização – Intangíveis	BAR
132.05.1.1.02	Comercialização – Terrenos	BAR
132.05.1.1.04	Comercialização – Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	BAR
132.05.1.1.05	Comercialização – Máquinas e Equipamentos	BAR
132.05.1.1.06	Comercialização – Veículos	BAR
132.05.1.1.07	Comercialização – Móveis e Utensílios	BAR

Nota: Conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, aprovado pela Resolução nº 444 de 26/10/2001, atualizado pela Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, ou o que vier a sucedê-la

5.2. CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA BRR NO PRIMEIRO CICLO

53. Para a avaliação dos ativos das permissionárias vinculados à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- a) A base de remuneração será obtida a partir dos ativos em operação e das referências de preços adotadas pela ANEEL;
- b) Considera-se como data-base do laudo de ativos o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária;
- c) A data anterior será utilizada para valoração dos ativos a partir do banco de preços referenciais da ANEEL;

- d) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de ativos e a data da revisão tarifária; e
- e) Em relação ao almoxarifado de operações, seu valor corresponderá ao percentual de **0,30%** do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

5.3. MÉTODO DE AVALIAÇÃO

54. Utiliza-se na realização da avaliação dos ativos da permissionária de distribuição de energia elétrica, o Método do Custo de Reposição, conforme definido neste Submódulo.

55. O **Método do Custo de Reposição** estabelece que cada ativo é valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

56. Para a completa definição da Base de Remuneração é necessário estabelecer os seguintes valores:

- **Valor Novo de Reposição (VNR):** Refere-se ao valor do bem novo, idêntico ou equivalente ao avaliado, obtido a partir do banco de preços referenciais.
- **Valor de Mercado em Uso (VMU):** É definido como o Valor Novo de Reposição – VNR deduzido da parcela de depreciação.
- **Valor da Base de Remuneração (VBR):** É definido pela multiplicação do Índice de Aproveitamento, quando existir, pelo Valor de Mercado em Uso. O Índice de Aproveitamento é definido como um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

57. Para a definição do Valor Novo de Reposição será utilizado o Banco de Preços Referenciais da ANEEL para Permissionárias (SISBASE-P), a partir de uma estrutura modular.

58. A relação dos módulos construtivos e os respectivos valores são apresentados no **Anexo II** deste Submódulo.

59. O Banco de Preços Referenciais da ANEEL busca refletir os custos médios eficientes de aquisição e instalação dos diversos equipamentos. É estruturado na forma modular, abrangendo medidores, redes e linhas de distribuição, equipamentos de rede e subestações de distribuição.

60. A valoração é realizada a partir de um inventário simplificado de ativos, atribuindo-se os respectivos módulos construtivos que representam o valor agregado de todos os ativos da permissão.

5.4. PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO – BANCO DE PREÇOS REFERENCIAIS

61. Os itens seguintes detalham o procedimento de avaliação para cada grupo de ativos, utilizando-se o Banco de Preços Referenciais da ANEEL para Permissionárias (SISBASE-P).

5.4.1. MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS

62. São objeto de avaliação todos os bens e instalações contabilizados no subgrupo de contas referente a “MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS”, especialmente os abaixo elencados:

a) subestações (conjunto de bens, instalações e serviços de infraestrutura geral, dos módulos de equipamentos gerais e de manobra da subestação -infraestrutura geral, entrada e saída de linha, interligação de barramento, conexão de transformador, conexão de reatores, conexão de capacitores, etc.);

b) linhas e redes de distribuição (equipamentos, estruturas e condutores elétricos aéreos, utilizados para a distribuição da energia elétrica, ou aqueles utilizados com função exclusiva de interligação de subestações ou circuitos, operando em tensões menores que 230 kV);

c) equipamentos de medição (medidores de energia e potência); e

d) pequenas centrais hidrelétricas e térmicas.

63. A avaliação desses bens deverá ser efetuada tomando-se por base o Valor Novo de Reposição depreciado, respeitando-se os critérios de depreciação e percentual de depreciação acumulado, a partir de uma estrutura modular, agrupando-se as instalações nos Módulos Construtivos, conforme descrito a seguir.

5.4.1.1. Módulos Construtivos de Medição

64. Os módulos de medidores contemplam os tipos de medidores de energia instalados em redes de distribuição e são caracterizados pela classe de tensão e número de fases, conforme a tabela a seguir.

Tabela 5: Módulos Construtivos de Medição

Tipo	Categoria	Características
ME	Medidor	Classe de Tensão: BT; 13,8 kV
		Número de Fases: Mono; Bi; e Trifásico

65. A valoração é feita por número de medidores e inclui todos os custos envolvendo o medidor e demais componentes associados.

5.4.1.2. Módulos Construtivos de Redes de Distribuição

66. Os módulos construtivos de redes de distribuição aéreas contemplam as redes com tensão menor que 69 kV e são divididos em duas categorias: Estruturas e Condutores.

67. Os módulos de estruturas e de condutores são caracterizados pela classe de tensão e número de fases, conforme a tabela a seguir.

Tabela 6: Módulos Construtivos de Redes de Distribuição

Tipo	Categoria	Características
RD	Condutor	Classe de Tensão: BT; 13,8 kV; 34,5 kV
		Número de Fases: Mono; Bi; e Trifásico
RD	Estrutura	Classe de Tensão: BT; 13,8 kV; 34,5 kV
		Número de Fases: Mono; Bi; e Trifásico

68. A valoração das estruturas é feita por número de postes e inclui todos os custos envolvendo o poste, cruzetas, isoladores, aterramento e fundações. A valoração dos condutores é feita por extensão de rede e inclui todos os custos envolvendo cabos e demais componentes associados.

5.4.1.3. Módulos Construtivos de Equipamentos de Rede

69. Os módulos construtivos de equipamentos de rede de distribuição aéreas contemplam os equipamentos com tensão menor que 69 kV, sendo representados pelos transformadores de distribuição.

70. Os módulos de equipamentos de rede são caracterizados pela classe de tensão, número de fases e capacidade (potência nominal), conforme a tabela a seguir.

Tabela 7: Módulos Construtivos de Equipamentos de Rede

Tipo	Categoria	Características
EQ	Transformador de distribuição	Classe de Tensão: 13,8 kV; 34,5 kV
		Número de Fases: Mono; Bi; e Trifásico
		Capacidade: kVA

71. A valoração dos equipamentos de rede é feita por número de transformadores de distribuição, usado como principal driver de valoração, e inclui todos os custos envolvendo o transformador, chaves, para-raios e aterramento, além de outros equipamentos como regulador de tensão, religador, banco de capacitores e demais componentes associados.

5.4.1.4. Módulos Construtivos de Linhas de Distribuição

72. Os módulos construtivos de linhas de distribuição aéreas contemplam as linhas com tensão maior ou igual a 69 kV e inferior a 230 kV, sendo divididos em duas categorias: Estruturas e Condutores.

73. Os módulos de estruturas e de condutores são caracterizados pela classe de tensão e tipo de circuito, conforme a tabela a seguir.

Tabela 8: Módulos Construtivos de Linhas de Distribuição

Tipo	Categoria	Características
LD	Estrutura	Classe de Tensão: 69 kV; 138 kV
		Tipos de Circuito: - CS: Circuito Simples - CD: Circuito Duplo
LD	Condutor	Classe de Tensão: 69 kV; 138 kV
		Tipos de Circuito: - CS: Circuito Simples - CD: Circuito Duplo

74. A valoração das estruturas é feita por número de estruturas e inclui todos os custos envolvendo a estrutura, fundação, cadeia de isoladores, amortecedores e aterramento. A valoração dos condutores é feita por extensão de circuitos e inclui todos os custos envolvendo cabos e demais componentes associados.

5.4.1.5. Módulos Construtivos de Subestações de Distribuição

75. Os módulos construtivos de subestações de distribuição contemplam as subestações aéreas nos níveis de tensão de 34,5 kV, 69 kV e 138 kV e são divididos em três categorias: Infraestrutura geral, Manobra e Equipamento, descritas conforme a tabela a seguir

Tabela 9: Descrição dos Módulos Construtivos de Subestações de Distribuição

Módulo	Descrição
Módulo de Infraestrutura Geral	O módulo de Infraestrutura Geral – MIG é composto por: cercas e muros externos, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, malha de terra e cabos para-raios, canaletas principais, transformador de potencial, bases suportes e estruturas dos TPs de barra, edificações, serviço auxiliar, área industrial, sistema de telecomunicações, sistema de proteção, controle e supervisão, canteiro de obras, caixa separadora de óleo, engenharia, administração local, eventuais e administração central.

Módulo de Manobra	Conjunto de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos setores de manobra, tais como: entrada de linha, conexão de transformador ou autotransformador e interligação de barramentos. É representado pelo número de disjuntores da subestação.
Módulo de Equipamento	Composto pelos equipamentos principais da SE, representados por transformadores de força e banco de capacitores, incluindo os materiais e serviços necessários à sua instalação.

76. Os módulos de infraestrutura geral são caracterizados pela classe de tensão e porte. Os módulos de equipamentos (transformadores de força e bancos de capacitores) são caracterizados pela classe de tensão, número de fases e capacidade (potência nominal). Por fim, os módulos de manobra são caracterizados pela classe de tensão.

77. A tabela a seguir apresenta a relação dos módulos construtivos de subestações de distribuição, de acordo com suas características principais.

Tabela 10: Módulos Construtivos de Subestações de Distribuição

Tipo	Categoria	Características
SE	Infraestrutura Geral	Classe de Tensão: - 34,5 kV - 69 kV - 138 kV
		Porte: - Pequeno (1 trafo) - Médio (2 a 3 trafos) - Grande (> 3 trafos)
SE	Transformador de força	Classe de Tensão: - 34,5 / 13,8 kV - 69 / 34,5 kV - 69 / 13,8 kV - 138 / 69 kV - 138 / 34,5 kV - 138 / 13,8 kV
		Número de Fases: - Trifásico
		Capacidade: - MVA

SE	Banco de capacitores	Classe de Tensão: - 13,8 kV - 34,5 kV - 69 kV - 138 kV
		Capacidade: - MVar
SE	Manobra	Classe de Tensão: - 13,8 kV - 34,5 kV - 69 kV - 138 kV

5.4.1.6. Módulos Construtivos de Geração

78. Os módulos construtivos de geração contemplam os ativos de geração e são divididos em duas categorias: Pequena Central Hidrelétrica e Pequena Central Termelétrica, descritas conforme a tabela a seguir.

Tabela 11: Módulos Construtivos de Geração

Tipo	Categoria	Características	Unidade
GE	Pequena Central Hidrelétrica	Gerador	R\$/kW
		Turbina	R\$/kW
		Reservatório, barragem e adutora	R\$/kW
		Edificações e obras civis	R\$/kW
		Urbanização e benfeitorias	R\$/kW
		Outros sistemas	R\$/kW
		Equipamentos Casa de força	R\$/kW
		Equipamentos Gerais	R\$/kW
		Conduto forçado	R\$/kW
		Transformação	R\$/kW
		Conexão	R\$/kW
		Custos indiretos	%
	Pequena Central Termelétrica	Grupo motor-gerador	R\$/kW
		Turbina a vapor	R\$/kW
		Edificações, obras civis, urbanização e benfeitorias	R\$/kW
		Outros sistemas	R\$/kW
		Equipamentos Casa de força, Transformação e Conexão	R\$/kW
	Custos indiretos	%	

79. A valoração dos ativos é feita por intermédio de parâmetros de referência (R\$/kW). Esses valores são disponibilizados pela ANEEL tomando-se por base a tipologia, características físicas e custos realizados de usinas construídas nos últimos anos.

80. Somente serão considerados na revisão tarifária periódica, os ativos de geração que atenderem às exigências previstas no § 6º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995.

5.4.2. DEMAIS ATIVOS

81. Os ativos referentes a terrenos de uso operacional (de distribuição) devem ser valorados a partir de um percentual regulatório, assumido como eficiente, em relação ao Valor Novo de Reposição do total de equipamentos de subestações. Para tal, adota-se o percentual de **4,5%**.

82. Da mesma forma, os ativos referentes a edificações, obras civis e benfeitorias de uso operacional (de distribuição) devem ser valorados a partir de um percentual regulatório, assumido como eficiente, em relação ao Valor Novo de Reposição do total de equipamentos de subestações. Para tal, adota-se o percentual de **4,0%**.

5.4.3. TIPO DE INSTALAÇÃO

83. Para os grupos de ativos referentes a medidores, redes de distribuição, equipamentos de rede e linhas de distribuição, deverá ser feita a segregação entre ativos situados em meio urbano e rural. O Banco de Preços Referenciais disponibilizado no **Anexo II** deste Submódulo apresenta os valores de referência para instalações urbanas. Para as instalações rurais, são adotados percentuais que são acrescidos aos valores de referência, conforme tabela abaixo.

Tabela 12: Custos Adicionais por Grupo de Ativos para Instalações Rurais

Grupo de Ativos	Acréscimo (%)
Medidores	5,0%
Redes de Distribuição – Condutores	10,0%
Redes de Distribuição – Estruturas	10,0%
Equipamentos de Rede	5,0%
Linhas de Distribuição – Condutor	5,0%
Linhas de Distribuição – Estrutura	5,0%

84. Para a segregação dos ativos em urbano e rural, as permissionárias poderão fazer uso das metodologias de densidade de unidades consumidoras por quadrícula, baseadas no sistema GIS ou pelos critérios legais que definam o limite urbano.

85. A permissionária poderá ainda propor metodologia alternativa em sua revisão tarifária específica. Para validação da metodologia proposta, mostra-se imprescindível que a proposta seja feita a tempo de ser submetida à Audiência Pública.

86. Abaixo são detalhadas as duas alternativas para a segregação dos ativos situados em meio urbano e rural.

a) Densidade de Consumidores por Quadrícula

87. A segregação entre consumidores urbanos e rurais poderá ser determinada por meio de áreas com alta e baixa densidade de consumidores. Neste método, a permissionária deverá subdividir sua área de permissão em quadrículas de 500 metros por 500 metros (0,25km²) necessariamente através do sistema GIS. O critério para segregação das áreas de alta e baixa densidade será o número de unidades consumidoras localizadas em cada quadrícula, cuja regra de corte será definida por meio de uma análise de sensibilidade que deverá ser apresentada pela permissionária.

88. Para definição do ponto de corte superior (para as regiões de alta densidade) e inferior (para as regiões de baixa densidade), a análise deverá apresentar como varia o número de unidades consumidoras localizadas em áreas de alta e baixa densidade à medida que se variam os pontos de corte. A permissionária deverá apresentar tais dados com o ponto superior variando entre 300 e 700 unidades consumidoras, com variação entre cada simulação de 100 unidades e o ponto de corte inferior variando entre 25 e 75 unidades consumidoras, com variação entre cada simulação de 25 pontos.

89. As quadrículas na faixa de transição (entre os cortes de alta e baixa densidade) representariam então uma área de média densidade, cuja classificação seria feita a partir das seguintes condições:

- a) Se as quadrículas forem contíguas às grandes áreas de alta densidade, as mesmas também devem ser consideradas de Alta Densidade, a fim de se delimitar a fronteira dos núcleos urbanos;
- b) Se algumas quadrículas estiverem circundadas por uma área de baixa densidade, deve-se somar a quantidade de consumidores das quadrículas desta “ilha” e, se o valor deste conjunto for superior ao ponto de corte para regiões de alta densidade, as mesmas devem ser classificadas como de alta densidade; e
- c) Caso as duas condições anteriores não sejam atendidas, as quadrículas nesta faixa de transição são classificadas como baixa densidade.

b) Critérios Legais

90. Neste método, a classificação da unidade consumidora em urbano/rural se dará de acordo com a localização geográfica do poste do qual é derivada sua ligação. A Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966, define que serão consideradas como zona urbana as parcelas das áreas do município dotadas de pelo menos dois dos melhoramentos abaixo listados e, construídos ou mantidos pelo Poder Público:

- I - meio-fio ou calçamento, com canalização de águas pluviais;
- II - abastecimento de água;
- III - sistema de esgotos sanitários;
- IV - rede de iluminação pública, com ou sem postes para distribuição domiciliar;
- V - escola primária ou posto de saúde a uma distância máxima de três quilômetros do local considerado.

91. A legislação municipal pode ainda considerar como zonas urbanas as áreas urbanizáveis, ou de expansão urbana, de loteamentos aprovados pelos órgãos competentes destinados à habitação, à indústria ou ao comércio, mesmo que localizados fora das zonas definidas nesses termos.

92. A classificação acima mencionada ainda deverá ser consistida com dados do sistema elétrico georreferenciado. Assim, além da classificação conforme caracterização acima mencionada, ainda serão consideradas urbanas as redes elétricas com média e baixa tensão (rede primária e secundária) e vão médio inferior a 45 metros.

93. Por esta metodologia, se faz necessária a constante atualização das poligonais urbanas, baseada no mapeamento cartográfico municipal, novas áreas urbanizadas disponibilizadas pelas Prefeituras Municipais e a característica elétrica das redes que atendem essas áreas. A área rural será definida como a poligonal do município descontada a área que atenda os critérios citados.

5.4.4. BANCO DE PREÇOS E ÍNDICES DE ATUALIZAÇÃO

94. O Banco de Preços Referenciais da ANEEL para Permissionárias (SISBASE-P) é apresentado no **Anexo II** deste Submódulo, com valores referenciados à data de sua elaboração, em 1/9/2011.

95. Para aplicação nas revisões tarifárias, tais valores deverão ser atualizados até a data-base do laudo de ativos, utilizando-se os índices de atualização descritos na tabela a seguir.

Tabela 13: Índices de Atualização do Banco de Preços Referenciais

Núm.	Parâmetro 1	Parâmetro 2	Parâmetro 3	Parâmetro 4	Parâmetro 5	Ativo
1	0,30 IPCA	0,70 IPA				Estrutura de linha
3	0,40 IPCA	0,30 IPA	0,30 IPA			Banco de capacitores
4	0,30 IPCA	0,40 IPA	0,30 IPA			Medidor
5	0,25 IPCA	0,75 AL				Condutor
10	0,20 IPCA	0,30 IPA	0,5 OAL			Infraestrutura de SE
34	0,50 IPCA	0,15 IPA	0,15 IPA	0,20 IPA		Disjuntor 13,8 e 34,5kV
35	0,40 IPCA	0,15 IPA	0,15 IPA	0,20 IPA	0,10 OIL	Disjuntor 69kV
46	0,30 IPCA	0,25 INCC	0,45 IPA			Estrutura de rede

53	0,35 IPCA	0,10 IPA	0,20 FSO	0,25 CU	0,10 OIL	Transformador de distribuição
78	0,45 IPCA	0,10 IPA	0,15 FSO	0,20 CU	0,10 OIL	Transformador de força

Legenda:

IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IBGE);

INCC: Índice Geral (Índice Nacional de Custo da Construção - FGV);

FSO: Insumos (Ferro ou Aço Silício - ABINEE);

OIL: Insumos (Óleo Mineral Isolante, AV70 - ABINEE);

AL: Insumos (Alumínio - LME);

IPA: Índice de Preços ao Produtor Amplo – DI – (IPA-OG-DI);

CU: Insumos (Cobre - LME).

96. Exclusivamente para os ativos de 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, ou posteriores modificações.

5.5. TRATAMENTO DA DEPRECIAÇÃO E OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

97. Para a determinação do valor de mercado em uso – VMU deve ser considerado o percentual de depreciação acumulada, registrada na contabilidade para cada bem do ativo considerado, **após validação da ANEEL.**

98. O valor de mercado em uso para a composição da base de remuneração será obrigatoriamente igual a zero quando o bem estiver totalmente depreciado, conforme identificado no respectivo registro contábil.

99. Se constatadas imperfeições nos cálculos de depreciação dos bens, a ANEEL deverá recalculá-los a depreciação acumulada desses ativos para efeito de avaliação com base no MCPSE. Caso não seja possível o recálculo da depreciação acumulada, esta deverá ser arbitrada pela ANEEL.

100. A depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais, para efeito de revisão tarifária, não é computada no cálculo da receita requerida da permissionária.

101. As Obrigações Especiais são recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à permissão. As Obrigações Especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. São atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes.

102. As obrigações especiais devem compor a base de remuneração regulatória como redutoras do ativo imobilizado em serviço, e avaliada aplicando-se a mesma variação verificada entre o valor novo de reposição total e o valor original contábil, não depreciado, sobre o saldo das Obrigações Especiais, para

determinação do valor atualizado das Obrigações Especiais a ser considerado como parcela redutora na base de remuneração.

103. É vedada a aplicação da variação verificada entre o Valor Original Contábil (VOC) e o Valor Novo de Reposição (VNR), no saldo de Obrigações Especiais, quando esta variação for menor que 100%, resultante de erro de apropriação no valor contábil.

104. As quotas de depreciação dos bens constituídos com recursos de Obrigações Especiais, independentemente da sua data de formação, deverão ter seus efeitos anulados no resultado contábil, a partir da data da revisão tarifária. A cota de reintegração calculada sobre o valor do bem adquirido com recurso de Obrigação Especial debitada na conta 615.OX.XX (Naturezas de Gastos 53 – Depreciação e 55 – Amortização), será transferida a débito da subconta 223.OX.X.5 06 – Participações e Doações – Reintegração Acumulada – AIS – Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, de forma que o efeito desta despesa seja anulado no resultado do exercício. Para a apuração do valor da reintegração, deverá ser utilizada a taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos de Obrigações Especiais.

105. Como forma de demonstração dos valores de Obrigações Especiais, as permissionárias deverão, no Laudo de Ativos, incluir o Demonstrativo de Obrigações Especiais.

5.6. BASE DE ANUIDADE REGULATÓRIA – BAR

106. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

107. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 1,7982 \cdot (AIS)^{-0,21+1} \cdot (IPCA_1/IPCA_0)^{0,21} \quad (16)$$

onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado no 1CRTP-P;

IPCA₁: Valor do índice IPCA na data da revisão tarifária; e

IPCA₀: Valor do índice IPCA em 01/01/2012.

108. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade é necessário segregar em 3 grupos de ativos, ou seja:

- **Aluguéis:** esse grupo de ativos inclui os edifícios administrativos, gerências regionais, almoxarifados e/ou depósitos, estacionamento de veículos, além de todo mobiliário de escritórios, equipamentos de oficina e laboratórios;
- **Veículos:** esse grupo de ativos inclui todos os veículos para uso administrativo e de operação; e

▪ **Sistemas:** esse grupo de ativos inclui toda a infraestrutura de hardware e software de sistemas corporativos como GIS, SCADA, Gestão da Distribuição, Gestão Comercial, Gestão Empresarial e Sistemas Centrais, Teleatendimento, além de microcomputadores.

109. A segregação da base de anuidade regulatória por grupos é feita conforme as proporções definidas na tabela abaixo.

Tabela 14: Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (BAR _A)	25%
Veículos (BAR _V)	25%
Sistemas (BAR _I)	50%

110. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) pode ser então decomposta nos grupos acima definidos:

$$BAR = BAR_A + BAR_V + BAR_I \quad (17)$$

onde:

BAR_A: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativos;

BAR_V: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos;

BAR_I: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática.

5.7. LAUDO DE ATIVOS

5.7.1. ASPECTOS GERAIS

111. O laudo de ativos a ser apresentado pela permissionária deverá conter somente a relação de ativos em operação, conforme modelo a ser disponibilizado pela ANEEL.

112. O levantamento dos ativos deve ser realizado por empresa ou profissional apto para esse fim, contratado pela permissionária, o qual produzirá um laudo técnico que estará sujeito à validação mediante fiscalização da Agência. A permissionária responde solidariamente, na esfera administrativa ou judicial, por qualquer erro ou dano decorrente das informações fornecidas.

113. Esse levantamento deverá ser feito tomando-se por base os controles da engenharia, por meio de mapas georreferenciados atualizados (GIS), ou quando não disponível por meio de inspeção em campo.

114. O laudo de ativos deverá ser assinado por um engenheiro, responsável pelas informações técnicas, com o recolhimento da respectiva ART – Anotação de Responsabilidade Técnica, e também por um contador, responsável pelas informações contábeis.

115. Não procedendo a permissionária ao levantamento dos ativos e ao encaminhamento das informações, nos termos definidos neste Submódulo e no prazo estabelecido pela ANEEL, ou caso o laudo de ativos apresentado pela permissionária não seja aprovado pela ANEEL, em virtude de qualidade técnica insuficiente ou não conformidades apontadas em fiscalização, caberá a esta arbitrar a base de

remuneração a ser considerada na revisão tarifária em curso, não constituindo tal fato a dispensa da permissionária em apresentar o laudo posteriormente.

116. O laudo de ativos deverá ser protocolado na ANEEL, em até **120 dias** antes da data da revisão tarifária da permissionária.

117. A data-base do laudo de ativos deve ser o último dia do **sexto mês** anterior ao mês da revisão tarifária de cada permissionária.

5.7.2. INFORMAÇÕES MÍNIMAS

118. O laudo de ativos deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

I. Caracterização do Sistema Elétrico

a) Medição: informar a quantidade de medidores de energia elétrica em serviço (em número de unidades), individualizando-os quanto ao:

- nível de tensão em que se encontram instalados (BT ou MT);
- número de fases do instrumento (se monofásico, bifásico ou trifásico); e,
- local de aplicação (se em área urbana ou rural).

b) Redes de Distribuição: informar o comprimento da rede de energia elétrica em serviço, projetada ao solo (em quilômetros – km) e a quantidade de postes (em número de unidades) da rede de energia elétrica em serviço, observando:

- (1) para a rede de BT: apenas o número de postes que atendem à baixa tensão (sem qualquer compartilhamento com outros níveis de tensão); e
- (2) para a rede de MT: número total de postes que atendem à média tensão (sejam eles exclusivos à MT ou compartilhados com a rede de BT).

As informações sobre o comprimento da rede e sobre a quantidade de postes devem ser individualizadas quanto ao:

- nível de tensão em que se encontram instalados (BT, ou MT de 13,8 kV, ou MT de 34,5 kV);
- número de fases da rede (se monofásica, bifásica ou trifásica); e,
- local de aplicação (se em área urbana ou rural).

c) Equipamentos de Rede: informar a quantidade de transformadores de distribuição (em número de unidades) da rede de energia elétrica em serviço e suas correspondentes potências totais instaladas (em kVA).

Tais informações devem ser individualizadas quanto ao:

- nível de tensão em que se encontram instalados (13,8 kV ou 34,5 kV);
- número de fases do transformador (se monofásico, bifásico ou trifásico); e,
- local de aplicação (se em área urbana ou rural).

d) Linhas de distribuição: informar o comprimento da linha de distribuição de energia elétrica em serviço, projetada ao solo (em quilômetros - km) e a quantidade de estruturas (postes e/ou torres) (em número de unidades) da linha de distribuição de energia elétrica em serviço.

As informações sobre o comprimento da linha de distribuição e sobre a quantidade de estruturas (postes e/ou torres) devem ser individualizadas quanto ao:

- nível de tensão em que se encontram instalados (69 kV ou superior a 69 kV);
- número de circuitos da linha (isto é, circuito simples ou circuito duplo); e,
- local de aplicação (se em área urbana ou rural).

e) Subestações: informar a quantidade de subestações transformadoras (em número de unidades), em função do porte das mesmas, a quantidade total de transformadores de potência (em número de unidades) e sua correspondente potência total instalada (em MVA), a quantidade total de bancos de capacitores (em número de unidades) e sua correspondente potência total instalada (em MVAR), e a quantidade de disjuntores (em número de unidades).

Tais informações devem ser individualizadas quanto:

- ao maior nível de tensão da subestação (34,5 kV; 69 kV ou 138 kV);
- à relação de transformação (34,5/13,8kV ; 69/34,5kV ou 69/13,8kV; 138/69kV ou 138/34,5kV ou 138/13,8kV);
- ao nível de tensão do local de instalação do banco de capacitor (13,8kV, 34,5kV; 69kV ou 138kV); e,
- ao nível de tensão do local de instalação do disjuntor (13,8kV, 34,5kV; 69kV ou 138kV).

f) Geração Associada: nome da usina; localização da usina; tipo de usina: usina hidroelétrica / usina termoelétrica / outras; e potência total instalada (MW ou kW), energia firme (MW), demanda máxima;

g) Para todas as informações referentes à caracterização do sistema elétrico, caso o nível de tensão existente na permissionária seja diferente do solicitado, considerar o nível de tensão imediatamente superior para fins de lançamento das informações. Exemplos: (1) se a tensão nominal for de 11,4 kV, considerar como sendo de 13,8 kV; (2) se a tensão nominal for de 23,1 kV, considerar como sendo de 34,5 kV; e (3) se a tensão nominal for de 44 kV, considerar como sendo de 69 kV.

II. Apresentação das informações

119. Apresentar as informações de acordo com o modelo disponível em meio eletrônico no sítio da ANEEL, conforme **Anexo I** deste Submódulo.

6. CUSTO DE CAPITAL

120. Para o cálculo da taxa de retorno utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (18)$$

onde:

r_{WACC} : custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

r_P : custo do capital próprio nominal;
 r_D : custo da dívida nominal;
P: capital próprio;
D: capital de terceiros ou dívida; e
V: soma do capital próprio e de terceiros

121. O resultado final é mostrado na tabela a seguir:

Tabela 15: Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC

Componente	Fórmula	Valor
Estrutura de Capital		
Capital Próprio	(P/V)	93%
Capital de Terceiros	(D/V)	7%
Custo de Capital Próprio		
Custo de capital próprio nominal	r_P	9,54%
Inflação		5,72%
Custo de capital próprio real		3,62%
Custo de Capital de Terceiros		
Custo de dívida nominal	r_D	12,00%
Custo de dívida real		5,82%
Custo Médio Ponderado		
WACC nominal depois de impostos	r_{WACC}	9,71%
WACC real depois de impostos	r_{WACC}	3,77%

7. FATOR X

122. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário.

123. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras, além de promover uma transição da Parcela B.

124. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por dois componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator X} = Pd + T \quad (18)$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição; e

T = Trajetória de Parcela B.

125. Os componentes Pd e T serão definidos “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária.

7.1. COMPONENTE DE GANHOS DE PRODUTIVIDADE DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO – Pd

126. O Componente **Pd** do Fator X contempla os ganhos de produtividade potenciais associados à distribuição de energia elétrica, sendo adotado o valor de **1,15% a.a.**

7.2. TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA A PARCELA B – T

127. O Componente **T** do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição da Parcela B.

128. Quando o valor da Parcela B definido no 1CRTP-P estiver contido no intervalo de **+/- 30,0%** (mais ou menos trinta por cento) em relação à Parcela B definida no último processo tarifário, não haverá aplicação do componente T.

129. Caso contrário, o reposicionamento tarifário será limitado a +/- 30% e a diferença será incorporada no Componente T, conforme a fórmula abaixo.

$$T = \left(1 - \sqrt[N]{\frac{VPB}{VPB'}} \right) \quad (19)$$

onde:

N: número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;

VPB': Valor da Parcela B para fins de reposicionamento tarifário (após a limitação de +/- 30% da Parcela B anterior); e

VPB: Valor da Parcela B.

130. O valor do Componente T será limitado a **+/- 2,0%** (mais ou menos dois por cento).

8. PERDAS DE ENERGIA

131. As perdas de energia são classificadas em perdas técnicas e não técnicas, e possuem **período** de apuração anual. A metodologia consiste em definir limites de perdas regulatórias admissíveis no momento da revisão tarifária, aplicáveis aos reajustes subsequentes.

132. As **Perdas Técnicas** correspondem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária, expressa em megawatt-hora (MWh).

133. As **Perdas Não Técnicas** representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição etc. Corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas, em megawatt-hora (MWh).

134. O limite de perdas regulatórias admissíveis é um valor fixo definido para todo o ciclo de revisão tarifária, obtido com base no histórico das perdas de energia verificadas e na avaliação das perdas de energia da permissionária. A avaliação das perdas de energia pode ser realizada através da aplicação de um Procedimento Simplificado ou através da aplicação da metodologia de Cálculo das Perdas na Distribuição, conforme estabelecido no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo.

135. O Procedimento Simplificado de Avaliação das Perdas é o método padrão a ser aplicado às permissionárias. Nesse procedimento, a avaliação das perdas de energia é realizada através da aplicação de percentuais de referência de perdas regulatórias ao sistema de distribuição da permissionária, somando-se as perdas percentuais no sistema de alta tensão, quando aplicável, calculadas conforme disposto no Módulo 7 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo.

136. A Tabela abaixo apresenta os percentuais de referência de perdas técnicas por segmento com base na energia que circula no mesmo e de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão para aplicação do Procedimento Simplificado de avaliação das perdas.

Tabela 16 - Percentuais de Referência de Perdas Técnicas por Segmento e Perdas Não Técnicas sobre o Mercado de Baixa Tensão

	Perdas Técnicas percentuais sobre a energia que circula no segmento					Perdas Não Técnicas sobre o Mercado de Baixa Tensão
	Alimentadores MT	Transformadores MT/BT	Circuitos BT	Medidores	Ramais	
Percentuais de referência para o segmento	3,89%	4,18%	2,09%	0,53%	0,22%	2,36%

137. A aplicação do Procedimento Simplificado de Avaliação das Perdas se dá com base na configuração do sistema da permissionária e nas energias injetadas e fornecidas em cada nível de tensão, construindo-se assim o Diagrama Unifilar Simplificado da permissionária. Em seguida, são aplicados os percentuais constantes da Tabela 16 na configuração do sistema de distribuição da permissionária e obtidas as perdas de energia em cada segmento. A essas perdas são adicionadas as perdas no sistema de alta tensão da permissionária, quando aplicável, obtendo-se o Valor de Referência de Perdas Regulatórias.

138. O limite de perdas regulatórias admissíveis será o menor entre o Valor de Referência de Perdas Regulatórias e o montante mínimo de perdas na distribuição verificado no histórico da permissionária.

139. É facultado à permissionária que apresente o menor valor de perdas na distribuição obtido de seu histórico superior ao Valor de Referência de Perdas Regulatórias, a avaliação das perdas de energia pela aplicação da metodologia de Cálculo das Perdas na Distribuição, conforme estabelecido no Módulo 7 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo. Nesse caso, a perda não técnica sobre o mercado de baixa tensão é

definida como o menor valor entre o calculado pela referida metodologia, aplicado ao histórico de perdas da permissionária, e o valor de referência de perdas não técnicas na Tabela 16.

9. OUTRAS RECEITAS

140. Os valores de outras receitas capturados na revisão tarifária serão calculados conforme Submódulo 2.7 do PRORET.

10. GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA

141. Na revisão tarifária periódica será definido o **Valor da Geração Própria – VGP**, em R\$/MWh, que consiste no valor regulatório para a cobertura dos custos operacionais e dos custos de capital referentes aos ativos de geração própria da permissionária.

142. Os custos operacionais referem-se às despesas com pessoal, material, serviço de terceiros e outros, e os custos do capital contemplam a remuneração do capital (remuneração líquida mais impostos) e a quota de reintegração dos investimentos (amortização e depreciação).

143. Os custos referentes aos ativos de geração própria da permissionária estão associados a um montante de geração de energia de referência, denominado **Montante de Geração Própria – MGP**, definido em MWh.

144. O VGP será calculado pelo método do Fluxo de Caixa Descontado – FCD, que consiste em igualar o valor presente dos fluxos de receita e despesas dos ativos de geração de energia da permissionária estimados para o ciclo tarifário, conforme definido no contrato de permissão.

145. O VGP definido na revisão tarifária será atualizado nos reajustes tarifários anuais pela variação acumulada do IPCA.

146. Os custos da geração própria devem compor a Parcela A da receita das permissionárias, no item energia comprada para a revenda, pela multiplicação do VGP vigente pelo MGP definido na revisão.

10.1. VALOR DA GERAÇÃO PRÓPRIA (VGP)

147. O VGP será calculado mediante a aplicação da equação abaixo:

$$\sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(1+r_{WACC_{pré}})^i} = \sum_{i=1}^n \frac{QRR_i + RC_i + CO_i}{(1+r_{WACC_{pré}})^i} \quad (20)$$

onde:

i: ano tarifário (1, 2, 3, 4 ou 5, sendo 1 o ano da revisão tarifária);

$r_{WACC_{pré}}$: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos, definido conforme item 6 deste Submódulo – Custo de capital;

R_i : receita do ano tarifário i;

QRR_i: quota de reintegração regulatória do ano tarifário i;
 RC_i: remuneração do capital do ano tarifário i; e
 CO_i: custos operacionais do ano tarifário i.

148. Os termos da equação (1) são assim definidos:

$$R_i = MGP * VGP \quad (21)$$

$$CO_i = MGP * \theta \quad (22)$$

$$QRR_i = BRRb_i * \delta \quad (23)$$

$$RC_i = BRRl_i * r_{WACC_{pré}} \quad (24)$$

$$BRRl_i = BRRl_{i-1} - \delta * BRRb_0 \quad (\text{para } i > 1) \quad (25)$$

onde:

VGP: valor da geração própria, em R\$/MWh;

MGP: montante de geração própria, em MWh, definido conforme item 10.3;

θ: custo operacional, em R\$/MWh, definido conforme item 10.2;

BRRb₀: base de remuneração regulatória bruta dos ativos de geração própria, em R\$, referente ao ano da revisão, definida conforme item 5 deste Submódulo – Base de remuneração;

δ: taxa média de depreciação dos ativos de geração própria, definida conforme item 5 deste Submódulo – Base de remuneração;

BRRl_i: base de remuneração regulatória líquida dos ativos de geração própria, em R\$, referente ao ano tarifário i, definida conforme item 5 deste Submódulo – Base de remuneração; e

T: alíquota tributária marginal efetiva, definida conforme item 6 deste Submódulo – Custo de capital.

10.2. CUSTOS OPERACIONAIS

149. Os custos operacionais associados aos ativos de geração própria de fonte hidráulica serão definidos em função da potência instalada de cada usina, por meio da aplicação da seguinte equação:

$$\theta = \{[\exp(2,74 - 0,417 \ln(\text{Pot}) + 0,397)] + 1,24\} \times \left(\frac{\text{IPCA}_i}{\text{IPCA}_{11/2006}} \right) \quad (26)$$

onde:

θ: custos operacionais em R\$/MWh;

Exp: exponencial;

Ln: logaritmo natural;

Pot: potência instalada, em MW;

IPCA_i= Valor do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo do mês anterior à data da revisão tarifária da permissionária i; e

IPCA_{11/2006}= Valor do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo em 11/2006.

150. Os custos operacionais associados aos ativos de geração própria de fonte térmica serão calculados considerando o porte e a tecnologia de cada usina, a partir dos valores estabelecidos no Anexo IV da Resolução Normativa nº 427, de 22/2/2011, ou o que vier a sucedê-lo, atualizados pela variação acumulada do IPCA até a data da revisão tarifária da permissionária.

10.3. MONTANTE DE GERAÇÃO PRÓPRIA (MGP)

151. O Montante de Geração Própria – MGP será definido para cada permissionária a partir da análise dos dados históricos da geração de energia elétrica que constam do SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica.

152. A análise dos dados históricos deverá observar fatores que influenciam o comportamento da geração de energia elétrica da permissionária, como os períodos de indisponibilidade das usinas, riscos hidrológicos, alterações na capacidade instalada das usinas e outros, desde que devidamente comprovados pelas permissionárias.

153. Os investimentos em geração própria realizados no ciclo tarifário que resultarem aumento da capacidade de geração de energia elétrica da permissionária, serão remunerados nos reajustes tarifários anuais pela aplicação do VGP vigente ao montante de energia gerado adicionalmente ao MGP.

154. A seguir são apresentados os seguintes anexos:

- **Anexo I** – Modelo de Laudo de Ativos; e
- **Anexo II** – Banco de Preços Referenciais.

ANEXO I

Modelo de Laudo de Ativos

ATIVO	Unid.	Qtde. Ativos	
		Urban o	Rura l
Medidores			
Baixa Tensão (BT) - Tensão inferior a 1 kV			
Monofásicos	unid.		
Bifásicos	unid.		
Trifásicos	unid.		
Média Tensão (MT) - Tensão de 13,8 kV			
Trifásicos	unid.		
Redes de Distribuição			
Baixa Tensão (BT) - Tensão inferior a 1 kV			
Monofásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede monofásica (exclusivos à BT)	unid.		
Bifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede bifásica (exclusivos à BT)	unid.		
Trifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede trifásica (exclusivos à BT)	unid.		
Média Tensão (MT) - Tensão de 13,8 kV			
Monofásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede monofásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Bifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede bifásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Trifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede trifásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Média Tensão (MT) - Tensão de 34,5 kV			
Monofásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede monofásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Bifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede bifásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Trifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede trifásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Equipamentos de Rede			
Tensão primária de 13,8 kV			

Quantidade de Transformadores Monofásicos	unid.		
- Potência Monofásica instalada (total)	kVA		
Quantidade de Transformadores Bifásicos	unid.		
- Potência Bifásica instalada (total)	kVA		
Quantidade de Transformadores Trifásicos	unid.		
- Potência Trifásica instalada (total)	kVA		
Tensão primária de 34,5 kV			
Quantidade de Transformadores Monofásicos	unid.		
- Potência Monofásica instalada (total)	kVA		
Quantidade de Transformadores Bifásicos	unid.		
- Potência Bifásica instalada (total)	kVA		
Quantidade de Transformadores Trifásicos	unid.		
- Potência Trifásica instalada (total)	kVA		
Linhas de Distribuição			
Alta Tensão (AT) - Tensão de 69 kV			
Circuito simples (linha trifásica / extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de estruturas em circuito simples	unid.		
Circuito duplo (linha trifásica / extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de estruturas em circuito duplo	unid.		
Alta Tensão (AT) - Tensão superior a 69 kV			
Circuito simples (linha trifásica / extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de estruturas em circuito simples	unid.		
Circuito duplo (linha trifásica / extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de estruturas em circuito duplo	unid.		
Subestações Transformadoras			
Tensão primária de 34,5 kV			
Quantidade de Subestações			
- Pequeno porte (1 transformador)	unid.		
- Médio porte (2 a 3 transformadores)	unid.		
- Grande porte (acima de 3 transformadores)	unid.		
Quantidade Total de Transformadores 34,5/13,8 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVA		
Quantidade de Banco de Capacitores 34,5 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVA R		
Quantidade de Banco de Capacitores 13,8 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVA R		
Quantidade de Disjuntores 34,5 kV	unid.		
Quantidade de Disjuntores 13,8 kV	unid.		
Tensão primária de 69 kV			
Quantidade de Subestações			
- Pequeno porte (1 transformador)	unid.		

- Médio porte (2 a 3 transformadores)	unid.	
- Grande porte (acima de 3 transformadores)	unid.	
Quantidade Total de Transformadores 69/34,5 kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA	
Quantidade de Transformadores 69/13,8 kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA	
Quantidade de Banco de Capacitores 69 kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA R	
Quantidade de Banco de Capacitores 34,5 kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA R	
Quantidade de Banco de Capacitores 13,8 kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA R	
Quantidade de Disjuntores 69 kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 34,5 kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 13,8 kV	unid.	
Tensão primária de 138 kV		
Quantidade de Subestações		
- Pequeno porte (1 transformador)	unid.	
- Médio porte (2 a 3 transformadores)	unid.	
- Grande porte (acima de 3 transformadores)	unid.	
Quantidade Total de Transformadores 138/69kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA	
Quantidade de Transformadores 138/34,5kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA	
Quantidade de Transformadores 138/13,8kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA	
Quantidade de Banco de Capacitores 138kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA R	
Quantidade de Banco de Capacitores 69kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA R	
Quantidade de Banco de Capacitores 34,5kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA R	
Quantidade de Banco de Capacitores 13,8kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVA R	

Quantidade de Disjuntores 138kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 69kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 34,5kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 13,8kV	unid.	

ANEXO II

Banco de Preços Referenciais – Valores por Módulos (Ref.: 09/2011)

Código Módulo	Descrição Módulo	Unid	Valor (R\$)
Medidores			
MDC01	MEDIDOR DE ENERGIA MONOFÁSICO – BAIXA TENSÃO	unid.	83,01
MDC02	MEDIDOR DE ENERGIA BIFÁSICO – BAIXA TENSÃO	unid.	222,22
MDC03	MEDIDOR DE ENERGIA TRIFÁSICO – BAIXA TENSÃO	unid.	265,38
MDC04	MEDIDOR DE ENERGIA TRIFÁSICO – 13,8 kV	unid.	1.875,34
Redes de Distribuição			
CRC01	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM BT – CONDUTOR	km	3.346,17
CRC02	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM BT – CONDUTOR	km	6.692,33
CRC03	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM BT – CONDUTOR	km	10.038,50
CRC04	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM 13,8kV – CONDUTOR	km	4.600,98
CRC05	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM 13,8kV – CONDUTOR	km	9.201,96
CRC06	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM 13,8kV – CONDUTOR	km	13.802,94
CRC07	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM 34,5kV – CONDUTOR	km	5.019,25
CRC08	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM 34,5kV – CONDUTOR	km	10.038,50
CRC09	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM 34,5kV – CONDUTOR	km	15.057,75
PSC01	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM BT – ESTRUTURA	unid.	445,66
PSC02	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM BT – ESTRUTURA	unid.	472,40
PSC03	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM BT – ESTRUTURA	unid.	481,31
PSC04	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM 13,8kV – ESTRUTURA	unid.	587,47
PSC05	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM 13,8kV – ESTRUTURA	unid.	646,22

PSC06	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM 13,8kV – ESTRUTURA	unid.	675,59
PSC07	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM 34,5kV – ESTRUTURA	unid.	619,71
PSC08	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM 34,5kV – ESTRUTURA	unid.	684,94
PSC09	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM 34,5kV – ESTRUTURA	unid.	717,56
Equipamentos de Rede			
TDC01	TRANSFORMADOR DE REDE MONOFÁSICO - 13,8kV	kVA	$y = -147,8\ln(\text{kVA}) + 744,39$
TDC02	TRANSFORMADOR DE REDE BIFÁSICO - 13,8kV	kVA	$y = -153,5\ln(\text{kVA}) + 791,15$
TDC03	TRANSFORMADOR DE REDE TRIFÁSICO - 13,8kV	kVA	$y = -199,4\ln(\text{kVA}) + 1027,5$
TDC04	TRANSFORMADOR DE REDE MONOFÁSICO - 34,5kV	kVA	$y = -158,1\ln(\text{kVA}) + 796,5$
TDC05	TRANSFORMADOR DE REDE BIFÁSICO - 34,5kV	kVA	$y = -164,3\ln(\text{kVA}) + 846,53$
TDC06	TRANSFORMADOR DE REDE TRIFÁSICO - 34,5kV	kVA	$y = -213,4\ln(\text{kVA}) + 1099,4$
Linhas de Distribuição			
CLC01	CONDUTOR NU EM 69kV, CIRCUITO SIMPLES	km	72.249,03
ESC01	ESTRUTURA EM 69kV, CIRCUITO SIMPLES	unid.	15.474,79
CLC02	CONDUTOR NU EM 69kV, CIRCUITO DUPLO	km	123.939,75
ESC02	ESTRUTURA EM 69kV, CIRCUITO DUPLO	unid.	21.900,99
CLC03	CONDUTOR NU EM 138kV, CIRCUITO SIMPLES	km	80.562,69
ESC03	ESTRUTURA EM 138kV, CIRCUITO SIMPLES	unid.	18.772,72
CLC04	CONDUTOR NU EM 138kV, CIRCUITO DUPLO	km	140.712,96
ESC04	ESTRUTURA EM 138kV, CIRCUITO DUPLO	unid.	25.851,01
Subestações			
MIC01	INFRAESTRUTURA 34,5kV - PEQUENO PORTE	unid.	359.869,72
MIC02	INFRAESTRUTURA 34,5kV - MÉDIO PORTE	unid.	432.264,49
MIC03	INFRAESTRUTURA 34,5kV - GRANDE PORTE	unid.	504.659,27
TFC01	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 34,5/13,8kV	MVA	$y = -86,83 * \text{MVA}^2 + 40.509,16 * \text{MVA} - 24.077,25$
BCC01	BANCO DE CAPACITORES EM 13,8kV	MVA R	$y = -622,28 * \text{MVAR}^2 + 73.997,89 * \text{MVAR} - 9.999,72$
BCC02	BANCO DE CAPACITORES EM 34,5kV	MVA R	$y = -700,07 * \text{MVAR}^2 + 83.247,63 * \text{MVAR} - 11.249,68$
COC01	CONEXÃO EM 13,8kV	unid.	139.595,56
COC02	CONEXÃO EM 34,5kV	unid.	158.731,05

ANEXO LVI

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.2

REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

Versão 2.1

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais, bem como os critérios a serem utilizados no cálculo do Reajuste Tarifário Anual (RTA) das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por **não** assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste Submódulo são aplicáveis aos reajustes tarifários anuais e, no que couber, às revisões tarifárias periódicas das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por não assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos

3. REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – RTA

3. Nos reajustes tarifários anuais, as tarifas são reajustadas de acordo com as disposições previstas nos contratos de permissão e com as normas e as Leis referentes ao assunto.

4. O reajuste das tarifas econômicas é calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior”, do Índice de Reajuste Tarifário - IRT estabelecido no Contrato de Permissão, assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA} \quad (1)$$

Onde:

VPA1 = Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP)

VPB0 = Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (DRA)

IVI = Índice de variação da inflação (IPCA)

X = Fator X

RA = Receita de Referência na Data do Reajuste Anterior (DRA)

5. O IRT é dado pela razão entre o somatório do Valor da Parcela A (VPA) e do Valor da Parcela B (VPB), ambos atualizados para a “Data do Reajuste em Processamento” - DRP, e a Receita de Referência (RA), na “Data de Referência Anterior” – DRA.

6. O VPA corresponde à parcela da receita da permissionária, formada pelos custos de geração e transmissão de energia e dos encargos setoriais previstos em legislação, e o VPB corresponde aos custos próprios da atividade de distribuição.

7. As despesas formadoras do VPA são atualizadas para a data do reajuste em processamento, de acordo com regra própria de atualização do Contrato de Permissão.

8. O VPB é atualizado para a data do reajuste em processamento pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA. A correção da Parcela “B” ainda depende do “Fator X”, fixado na revisão tarifária periódica.

9. O reajuste tarifário também compreende o cálculo dos Componentes Financeiros, que são acrescentados ou subtraídos das tarifas finais pagas pelos consumidores para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste tarifário em processamento.

3.1. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROCESSO DE REAJUSTE TARIFÁRIO

10. O “Mercado de Referência” registrado no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, referente ao “Período de Referência” do reajuste em processamento, deve ser objeto de detalhada conferência por parte da distribuidora, de modo que sejam regularizadas eventuais inconsistências até o quadragésimo quinto dia anterior à data do reajuste tarifário anual (D-45).

11. Observado esse mesmo prazo de quarenta e cinco dias da data do reajuste em processamento (D-45), a distribuidora, quando acessante, deve encaminhar à ANEEL, por meio eletrônico, cópia dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição ou respectivos Aditivos relativos ao “Período de Referência” do reajuste em processamento, juntamente com cópia das correspondentes faturas mensais, para fins de avaliação dos montantes contratados e consequente consideração no cálculo da cobertura tarifária desse custo de transmissão.

12. O prazo estabelecido para regularização das informações de mercado no SAMP e para envio dos documentos referentes ao CUSD não exime a distribuidora da responsabilidade de fornecer, nos prazos indicados, outras informações, planilhas e documentos pertinentes ao cálculo tarifário, que venham a ser requeridos pela ANEEL.

13. A Memória de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual (RTA), depois de homologado pela Diretoria da ANEEL, ficará disponível, para conhecimento da sociedade, no sítio da ANEEL na internet.

3.2. RECEITA ANUAL – RA₀

14. A Receita Anual (RA), também denominada “Receita de Referência”, é definida como a Receita Anual de Fornecimento, Suprimento, Consumo de Energia Elétrica e Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada com base nas tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, portanto, excluídos o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico.

15. O “Mercado de Referência” corresponde os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no “Período de Referência” a outras

distribuidoras, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

16. O “Período de Referência” compreende o ciclo de 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento.

17. As informações necessárias ao cálculo da RA serão obtidas por meio do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, a partir dos montantes discriminados nas faturas mensais emitidas pelas distribuidoras, segundo o regime de competência.

18. Na apuração da RA, serão utilizadas as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior”, com seu valor integral ou com desconto, de modo idêntico ao critério adotado na última revisão tarifária da distribuidora ou no processo de regularização, no caso de se tratar de reajuste tarifário anterior à primeira revisão tarifária.

19. A informação relativa ao mercado faturado no último mês do “Período de Referência” será estimada, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior, podendo os valores do penúltimo mês, se provisórios, serem alterados uma única vez até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora.

20. Caso a permissionária possua mercado faturado referente à venda de energia elétrica a consumidores cativos, a valores inferiores aos homologados pela ANEEL, esse mercado deverá ser considerado na formação da RA, utilizando-se a respectiva tarifa econômica com seu valor integral, vedada a concessão de ajustes compensatórios futuros em relação a esse mercado.

21. Ressalvado o caso a que se refere o item precedente, se utilizadas tarifas com seu valor integral na formação da RA, a perda de receita correspondente aos descontos previstos na legislação, concedidos pela distribuidora nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste em processamento, será custeada com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, conforme regulamento.

22. Se consideradas tarifas com desconto na formação da RA, quando previsto na legislação pertinente, todas as tarifas da distribuidora serão suficientemente majoradas para suprir a perda de receita relativa aos subsídios tarifários concedidos pela distribuidora nos 12 (doze) meses subsequentes ao do reajuste em processamento, vedada a concessão de ajustes compensatórios futuros em decorrência de eventuais variações de mercado.

23. Quando forem utilizadas tarifas com desconto para o mercado da Subclasse Residencial Baixa Renda na apuração da RA, a este valor deve ser adicionado o montante anual da subvenção econômica oriunda da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), homologado pela ANEEL no “Período de Referência”.

24. Caso algum valor mensal da referida subvenção esteja pendente de aprovação até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora, este deverá ser estimado, repetindo-se o valor do mês imediatamente anterior que tiver sido homologado pela ANEEL.

3.3. VALOR DA PARCELA “A” NA DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR (DRA)

25. O VPA, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, será calculado aplicando-se os componentes tarifários de Parcela A, vigentes na “Data de Referência Anterior”, ao “Mercado de Referência”.

26. Até que se adote o procedimento de definição de Estrutura Tarifária previsto no Submódulo 8.3 do PRORET, o VPA, na “Data de Referência Anterior”, será calculado aplicando-se sobre a RA a participação percentual da Parcela A na receita econômica do último processo tarifário.

3.4. VALOR DA PARCELA “A” NA DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO (DRP)

27. O VPA considerando as condições vigentes na “Data do Reajuste em Processamento” e o “Mercado de Referência”, é calculado da seguinte forma:

i. Para a energia elétrica comprada: o preço médio de repasse dos contratos vigentes na data de aniversário do reajuste, aplicado ao montante de energia elétrica comprada para atendimento do “Mercado de Referência”;

ii. Para a conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição: o valor vigente do custo de conexão na data de aniversário do reajuste e os montantes de demanda de potência faturados no “período de referência”, valorados pelas respectivas tarifas vigentes na “Data do Reajuste em Processamento”, para o uso;

iii. Para os encargos setoriais: os valores vigentes na “Data do Reajuste em Processamento”.

28. A cobertura tarifária de cada item de custo da Parcela A, na “Data do Reajuste em Processamento”, será obtida conforme os procedimentos descritos a seguir.

3.5. CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA COMPRADA

29. O custo de aquisição de energia elétrica, na DRP, será calculado conforme fórmula a seguir:

$$CE_{DRP} = TM_{EC} \times [ER_{DRP} - EC_{PROINFA}] \quad (2)$$

onde:

CE_DRP: Custo com aquisição de energia e geração própria, em R\$;

TM_EC: Tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia, expresso em R\$/MWh, na DRP, conforme equação (3);

ER_DRP: Energia requerida, expressa em MWh, para atender à carga regulatória da permissionária na DRP, conforme equação (4); e

EC_PROINFA: Energia proveniente do PROINFA, em MWh, calculada conforme Seção 3.5.6. deste Submódulo.

30. O cálculo da Tarifa Média de Repasse é dado por:

$$TM_{EC} = \frac{\sum_{i=1}^n CE_i}{\sum_{i=1}^n EC_i} \quad (3)$$

onde:

CE i: Custo com a aquisição da energia do contrato i, em R\$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seções 3.5.1., 3.5.2., 3.5.3., 3.5.4., 3.5.5;

EC i: Energia proveniente do contrato i, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário; e

n: número de contratos.

31. A Energia Requerida é calculada da seguinte forma:

$$ER_{DRP} = EV + PRT_{DRP} \quad (4)$$

onde:

EV: Energia vendida pela permissionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às permissionárias de distribuição, em MWh; e

PRT_DRP: Perda regulatória total, em MWh, obtida pela soma das perdas técnicas e não técnicas e, quando cabíveis, das perdas na rede básica.

32. As perdas elétricas regulatórias, na DRP, obtidas pela soma das perdas técnicas e não técnicas e das perdas na rede básica, serão calculadas da seguinte maneira:

a. Para as perdas elétricas do sistema de distribuição, as quais se subdividem em técnicas e não técnicas: tratamento a elas estabelecido na Revisão Tarifária Periódica ou no processo de regularização, no caso de se tratar de reajuste tarifário anterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento de cálculo detalhado na Seção 7.1 do Submódulo 3.2 do PRORET; e

b. Para as perdas na Rede Básica: valores calculados a partir dos limites regulatórios estabelecidos na DRP, conforme detalhado na Seção 7.1 do Submódulo 3.2 do PRORET, quando devido.

3.5.1. CONTRATO DE SUPRIMENTO

33. O Contrato de suprimento se refere à energia comercializada pelo atual agente supridor com a permissionária.

34. O cálculo do custo com aquisição de energia dos Contratos de Suprimento, nos 12 (meses) subsequentes à data de realização do processo tarifário, obedecerá à seguinte fórmula:

$$CE_{\text{Suprimento}} = \sum_{i=1}^n (EC_{\text{Suprimento}_i} \times PR_{\text{Suprimento}_i}) \quad (5)$$

onde:

EC_Suprimento i: Montante de energia adquirida do Contrato de Suprimento i, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário;

PR_Suprimento i: Preço de repasse do contrato de suprimento i, em R\$/MWh; e

n: nº de contratos de suprimento.

35. O preço de repasse dos Contratos de Suprimento será calculado aplicando-se sobre a tarifa de suprimento, em R\$/MWh, estabelecida no último processo tarifário da supridora, o percentual de desconto definido:

a. Na última revisão tarifária, conforme procedimento estabelecido no Submódulo 8.1; ou

b. No processo de regularização, quando se tratar de processo de reajuste anterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento estabelecido no Submódulo 8.1.

36. Na fixação do montante de energia adquirida para entrega nos próximos 12 meses, serão observados os critérios de contratação estabelecidos no Submódulo 11.1 do Módulo 11 do PRORET.

3.5.2. GERAÇÃO PRÓPRIA

37. Refere-se à energia proveniente dos empreendimentos de geração própria das permissionárias de distribuição de energia elétrica.

38. O cálculo do custo com aquisição de energia proveniente de empreendimentos de geração própria, quando devido, nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário, será obtido conforme fórmula a seguir:

$$CE_{\text{GP}} = \sum_{i=1}^n (PRGP_{i,j} \times EC_{\text{GP}_i}) \quad (6)$$

onde:

PRGP_{i,j}: Preço de repasse da Geração Própria i, na data j, expressa em R\$/MWh, calculado conforme equação (10);

EC_GP: Montante de energia da Geração Própria i, expresso em MWh; e

n: nº de contratos de geração própria.

39. O montante de energia da Geração Própria “i” será igual ao montante declarado no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP nos últimos 12 meses.

40. O preço de repasse da Geração Própria será definido na revisão tarifária da permissionária, e o valor utilizado nos reajustes tarifários subsequentes será reajustado pelo IPCA, conforme a seguinte fórmula:

$$PRGP_j = PRGP_0 \times \frac{IV_j}{IV_0} \quad (7)$$

onde:

PRGP_j: Preço de Repasse da Geração Própria no mês da data do reajuste tarifário em processamento;

PRGP₀: Preço de Repasse definido na última revisão tarifária, em R\$/MWh;

IV₀: Número Índice do IPCA referente ao mês anterior à data da última revisão tarifária; e

IV_j: Número Índice do IPCA referente ao mês anterior à data do reajuste tarifário em processamento.

41. Caso não haja um preço definido na revisão periódica, o preço de repasse de Geração Própria será considerado zero.

3.5.3. LEILÕES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR CHAMADA PÚBLICA

42. Refere-se à despesa com aquisição de energia dos contratos de que trata o caput do art. 36 do Decreto nº 5.163, de 2004 (CCEAR de novos empreendimentos, CCEAR de empreendimentos de geração existente, CCEAR de fontes alternativas, Leilão de Ajuste e Geração Distribuída por chamada pública).

43. O custo com a aquisição de energia proveniente desses contratos, quando contratado pela permissionária, será calculado conforme metodologias estabelecidas no Módulo 3 do PRORET, no que couber para as permissionárias, e nas regras de contratação e de preço de repasse estabelecidas no Submódulo 10.1 do Módulo 10 do PRORET.

3.5.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DECORRENTE DE DESVERTICALIZAÇÃO E LICITAÇÃO PÚBLICA PROMOVIDA PELA PERMISSIONÁRIA.

44. Refere-se à despesa com aquisição de energia proveniente de Geração Distribuída decorrente de desverticalização, conforme dispõe a Lei nº 10.848, de 2004, e de contratos oriundos de licitação pública realizada pela permissionária.

45. O custo com a aquisição de energia proveniente desses contratos, quando contratados pela permissionária, será calculado conforme metodologias estabelecidas na Seção 5.5 do Submódulo 3.2 do Módulo 3 do PRORET, no que couber para as permissionárias, e nas regras de contratação e de preço de repasse estabelecidas no Submódulo 10.1 do Módulo 11 do PRORET.

3.5.5. COTAS DAS USINAS RENOVADAS NOS TERMOS DA LEI Nº 12.783/13 E CENTRAIS GERADORAS ANGRA 1 e 2

46. Refere-se à despesa com aquisição de energia decorrente do rateio da garantia física e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, e das centrais geradoras Angra 1 e 2.

47. O custo com a aquisição de energia proveniente das cotas das usinas renovadas e das centrais geradoras Angra 1 e 2, quando adquirida pela permissionária, será calculado conforme metodologias estabelecidas nas Seção 5.4 e 5.3 do Submódulo 3.2 do Módulo 3 do PRORET, respectivamente, no que couber para as permissionárias.

3.5.6. PROINFA

48. Refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

49. O montante de energia do PROINFA, referente aos 12 meses subsequentes à data do reajuste em processamento, corresponderá à última quota anual de energia elétrica homologada pela ANEEL para a respectiva permissionária.

3.6. CUSTO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

50. Os custos com transmissão de energia elétrica são aqueles relacionados ao transporte da energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição, sendo compostos pelos seguintes itens: i. Uso das instalações de distribuição; ii. Uso das instalações de transmissão; e iii. Conexão às redes de distribuição e transmissão, quando cabível.

51. Os riscos inerentes à contratação dos serviços de transmissão e de variação de mercado são próprios das atividades da permissionária, sendo vedada a consideração de ajustes compensatórios posteriores em decorrência do surgimento de novos custos dessa natureza no período de referência, haja vista o regime regulatório de serviço pelo preço e a inexistência de previsão de neutralidade para os custos de transmissão de energia no contrato de permissão.

52. Os custos de transmissão de energia, embora sejam devidos os seus pagamentos às transmissoras ou distribuidoras acessadas desde a disponibilização dos ativos, somente serão considerados no processo tarifário da permissionária acessante a partir da efetiva utilização do serviço, sem efeitos retroativos.

3.6.1. USO DAS INSTALAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

53. O custo com o uso das instalações de distribuição refere-se aos valores pagos pelas permissionárias pelo uso das instalações de distribuição de outras concessionárias e/ou permissionárias.

54. A cobertura tarifária do custo de uso do sistema de distribuição, quando contratado pela permissionária, será calculada com base nos Montantes de Usos do Sistema de Distribuição (MUSD) contratados e na energia elétrica medida, valorados pelas respectivas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) vigentes na DRP, conforme a fórmula abaixo:

$$CSD_{DRP} = \sum_1^p (MUSD_{P-p} \times TUSD_{P-p} + MUSD_{FP-p} \times TUSD_{FP-p}) + \sum_1^p (EM_p \times TUSD_{E-p}) \quad (8)$$

onde:

CSD_{DRP} : custo de uso das instalações do sistema de distribuição;

$MUSD_{FP-p}$: montante de uso do sistema de distribuição contratado no horário Fora Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW;

$MUSD_{P-p}$: montante de uso do sistema de distribuição contratado no horário Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW;

$TUSD_{FP-p}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário Fora Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na DRP, em R\$/kW;

$TUSD_{P-p}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário de Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na DRP, em R\$/kW;

EM_p : energia medida no ponto de conexão p no período de referência, em MWh; e

$TUSD_{E-p}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na DRP, em R\$/MWh.

55. As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, relativas ao uso das instalações do atual agente Supridor, serão calculadas aplicando-se sobre as tarifas de uso de suprimento, vigentes na DRP, o percentual de desconto definido:

a. Na última revisão tarifária, quando se tratar de processo de reajuste posterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento estabelecido no Submódulo 8.1, ou;

b. No processo de regularização, quando se tratar de processo de reajuste anterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento no Submódulo 8.1 do PRORET.

3.6.2. USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

56. O custo com uso das instalações de transmissão refere-se aos valores pagos pelas permissionárias pelo uso das instalações de transmissão de Rede Básica, Rede Básica Fronteira e Demais Instalações de Transmissão – DIT do Sistema Interligado Nacional (SIN).

57. A cobertura tarifária do custo de uso do sistema de transmissão, quando contratada pela permissionária, será calculada com base nos Montantes de Usos do sistema de Transmissão (MUST) contratados por ponto de conexão, para o horário de ponta e fora de ponta, multiplicados pelas respectivas tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) homologadas anualmente pela ANEEL.

58. O cálculo do custo do uso do sistema de transmissão seguirá a seguinte fórmula de cálculo nos processos de reajustes das permissionárias:

$$CST_{DRP} = \sum_1^p \left[MUST_{FP-p} \times (TUST_{FP-RB_p} + TUST_{FP-FR_p}) + MUST_{P-p} \times (TUST_{P-RB_p} + TUST_{P-FR_p}) \right] \quad (9)$$

onde:

CST_{DRP} : custo de uso do sistema de transmissão na DRP;

$MUST_{FP-p}$: montante de uso do sistema de transmissão contratado no horário Fora de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, em MW;

$MUST_{P-p}$: montante de uso do sistema de transmissão contratado no horário de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, em MW;

$TUST_{FP-RB_p}$: tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica no ponto de conexão p vigente na DRP, em R\$/MW;

$TUST_{FP-FR_p}$: tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste, em R\$/MW;

$TUST_{P-RB_p}$: tarifa no horário de Ponta para Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste, em R\$/MW;

$TUST_{P-FR_p}$: tarifa no horário de Ponta para Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão; e

p: pontos de conexão contratados conforme CUST.

59. Os MUSTs contratados são aqueles relativos ao “período de referência” e as TUSTs às homologadas anualmente pela ANEEL por ponto de conexão.

60. Havendo parcelas de ajuste de fronteira, desde que passível de repasse às tarifas da permissionária, o mesmo será incorporado ao custo de uso do sistema de transmissão (CST_{DRP}), para fins de definição da cobertura tarifária final.

3.6.3. CUSTOS RELATIVOS À CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

61. Os custos relativos à conexão referem-se à utilização das DITs de uso exclusivo que não integram a rede básica. Essas instalações são disponibilizadas diretamente às permissionárias pelas transmissoras, quando a permissionária está conectada na Rede Básica, mediante celebração do contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCT).

62. Os custos de conexão reconhecidos na DRP, quando contratados pela permissionária, corresponderão aos homologados pela ANEEL, atualizados para a data do reajuste tarifário pelo índice de preço definido no respectivo contrato de concessão de transmissão de energia elétrica.

63. Havendo parcela de ajuste de conexão homologada, esse valor, desde que passível de repasse às tarifas da permissionária, será atualizado para a data do reajuste em processamento e incorporado ao custo de conexão anual, para fins de definição da cobertura tarifária anual.

3.6.4. CUSTOS RELATIVOS À CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

64. Os custos relativos à rede de distribuição referem-se à utilização das instalações de conexão pertencentes à outra distribuidora. Essas instalações são disponibilizadas diretamente às permissionárias por outras distribuidoras, mediante celebração do contrato de conexão às instalações de distribuição (CCD).

65. Os custos de conexão reconhecidos na DRP, quando contratados pela permissionária, corresponderão aos estabelecidos no CCD, atualizados para a data do reajuste tarifário pelo índice de preço definido no respectivo contrato de conexão.

3.7. ENCARGOS SETORIAIS

66. Os encargos setoriais, instituídos por Lei, são custos não gerenciáveis suportados pelas permissionárias de distribuição, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico financeiro contratual.

67. Os encargos setoriais integrantes da Parcela A da permissionária são: (i) a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; (ii) o Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; (iii) a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; (iv) o encargo de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE; (v) a contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS; (vi) a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH; e (vii) os Encargos de Serviços do Sistema - ESS e Encargo de Energia de Reserva – ERR.

3.7.1. CDE

68. A cobertura tarifária relativa à quota de custeio da CDE, na DRP, será calculada pela multiplicação do mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência, pelo custo da CDE, em R\$/MWh, homologado para o ano em curso, conforme fórmula a seguir:

$$CDE_{DRP} = CU_{CDE} \times M_{total} \quad (10)$$

onde:

CDE_{DRP} : Quota de custeio da CDE, em R\$, na DRP;

CU_{CDE} : Custo da CDE, em R\$/MWh, homologado pela ANEEL por meio de Resolução específica para o ano em curso; e

M_{total} : Mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência.

69. A quota anual de custeio da CDE, a ser paga a partir mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, será fixada na Resolução Homologatória do reajuste da permissionária igual ao valor da cobertura tarifária considerada na definição de suas tarifas.

3.7.2. PROINFA

70. A cobertura tarifária relativa à quota de custeio do PROINFA, na DRP, será calculada pela multiplicação do mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência, descontado do montante das unidades consumidores classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda, pelo custo do PROINFA em R\$/MWh, homologado pela ANEEL para o ano em curso, conforme fórmula a seguir:

$$\text{PROINFA}_{\text{DRP}} = \text{CU}_{\text{PROINFA}} \times \text{M}_{\text{total} - \text{Baixa Renda}} \quad (11)$$

onde:

$\text{PROINFA}_{\text{DRP}}$: Quota de custeio no PROINFA, em R\$, na DRP;

$\text{CU}_{\text{PROINFA}}$: custo do PROINFA, em R\$/MWh, homologado pela ANEEL por meio de Resolução para o ano em curso; e

$\text{M}_{\text{total} - \text{Baixa Renda}}$: mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência, descontado da energia para atendimento das unidades consumidoras classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda.

71. A quota anual de custeio do PROINFA, a ser paga a partir do segundo mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, será fixada na Resolução Homologatória do reajuste da permissionária igual ao valor da cobertura tarifária considerada na definição de suas tarifas.

3.7.3. TFSEE

72. A cobertura tarifária relativa à contribuição da TFSEE, na DRP, a ser paga a partir do mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, corresponderá ao valor definido em Despacho específico da ANEEL.

3.7.4. P&D e PEE

73. A cobertura tarifária relativa aos encargos de P&D e PEE, na “Data do Reajuste em Processamento”, corresponderá a 1,0 % (um por cento) da Receita Operacional Líquida regulatória, obtida pelo somatório da receita anual de cobertura estabelecida no processo de reajuste, incluída os componentes financeiros, deduzidos os valores econômicos e financeiros relativos aos encargos setoriais CDE, P&D e PEE.

3.7.5. ONS

74. A cobertura tarifária relativa à contribuição ao Operador Nacional do Sistema, na DRP, corresponderá à contribuição anual estabelecida para a permissionária, vigente na data do reajuste em processamento, estabelecida após aprovação do orçamento anual do Operador Nacional do Sistema pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

3.7.6. CFURH

75. Para as permissionárias com Geração Própria, quando cabível a cobrança do encargo, a cobertura tarifária relativa ao encargo setorial CFURH, na DRP, corresponderá a 6,75% do montante de energia elétrica gerada de cada central hidrelétrica, em MWh, multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência - TAR, em R\$/MWh, vigente na data do reajuste, conforme fórmula a seguir:

$$CFURH_{DRP} = CU_{CFURH} \times M_{total} \quad (12)$$

3.7.7. ESS e EER

76. A cobertura tarifária relativa ao ESS e EER corresponderá ao somatório das previsões anuais definidas pela SRE, com base em informações fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, conforme Submódulo 5.4 do PRORET.

3.8. VALOR DA PARCELA “B” NA DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO

77. O Valor da Parcela “B” (VPB_1), considerando as condições vigentes na DRP, será calculado da seguinte forma:

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IVI - X) \quad (13)$$

onde:

VPB_0 : O Valor da Parcela “B” na DRA;

IVI : número índice obtido pela divisão do IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.

X: Valor do Fator X a ser subtraído do IPCA, ou IVI, com objetivo de compartilhar com os usuários e consumidores da distribuidora os ganhos potenciais de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período.

78. O Valor da Parcela “B” (VPB_0) na DRA, considerando-se as condições vigentes na DRA e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA - VPA_0 \quad (14)$$

onde:

RA: Receita Anual na DRA, e

VPA_0 : Valor da Parcela “A”, nas condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA).

79. O valor do Fator X a ser aplicado nos Reajustes Tarifários Anuais será obtido conforme metodologia de cálculo estabelecida no Submódulo 8.1 – Revisão Tarifária Periódica do Módulo 8 – Permissionárias ou conforme tratamento estabelecido no processo de regularização da permissionária, quando se tratar de reajuste tarifário anterior à primeira revisão tarifária.

80. Caso o IPCA do último mês do Período de Referência não tenha sido divulgado oficialmente pela FGV ou pelo IBGE, até o 10º (décimo) dia anterior à DRP, será considerado para aquele mês a projeção

mais recente do respectivo índice (média mensal), informada no Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do Brasil (Focus), disponível para consulta na internet (www.bcb.gov.br).

3.9. COMPONENTES FINANCEIROS

81. Os componentes financeiros serão apurados anualmente e acrescentados ou subtraídos das tarifas finais pagas pelos consumidores para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste tarifário em processamento.

82. Os Componentes Financeiros passíveis de serem considerados no processo de reajuste serão calculados conforme procedimentos descritos a seguir:

3.9.1. NEUTRALIDADE DOS ENCARGOS SETORIAIS

83. O financeiro de Neutralidade dos Encargos Setoriais refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores de cobertura tarifária contemplados no processo tarifário anterior.

84. A apuração do componente financeiro de neutralidade dos encargos setoriais se dará para os encargos setoriais CCC, CDE, PROINFA, TFSEE, CFURH, ESS/ERR e ONS, conforme equação abaixo:

$$\text{Neutralidade do Encargo Setorial } i = \sum_{j=1}^{12} (\text{Cobertura Tarifária}_{i,j} - \text{Valor Faturado}_{i,j}) \times \frac{IVI_1}{IVI_{j-1}} \quad (15)$$

onde:

Cobertura Tarifária i, j: valor da cobertura tarifária considerado no último processo tarifário para o mês j do período de referência do encargo setorial i;

Valor Faturado i,j : valor faturado para o encargo setorial i no Período de Referência;

IV₁: Número Índice do IPCA do mês anterior à data do reajuste tarifário em processamento; e

IV_{t-1}: Número Índice do IPCA do mês anterior ao mês j.

3.9.2. CUSTOS COM PIS/COFINS

85. O financeiro de compensação dos custos com PIS/COFINS refere-se às despesas de PIS/COFINS incidentes nas faturas de despesas com Compra de Energia e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição, não contempladas na cobertura tarifária econômica, que são repassadas às tarifas finais como componente financeiro.

86. As despesas de PIS/COFINS serão apuradas com base nas faturas encaminhadas pelas permissionárias, no período de referência, e corrigidas mensalmente pelo IPCA.

3.9.3. REPASSE DAS COMPENSAÇÕES POR DESCONTINUIDADE

87. Refere-se às compensações recebidas da(s) supridora(s) por descumprimento de metas de continuidade no suprimento no período de referência. Os valores de descontinuidade são calculados conforme metodologia estabelecida no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo, devendo serem atualizados pelo IPCA e revertidos em sua totalidade para a modicidade tarifária, mediante componente financeiro negativo.

3.9.4. DESCASAMENTO DA TUST

88. Trata-se da recomposição de receita das permissionárias que acessam a Rede Básica devido ao descasamento entre a data de aniversário contratual e a data do processo tarifário de transmissão.

89. O valor da recomposição de receita relativo ao descasamento da TUST, será calculado no processo tarifário da permissionária conforme fórmula a seguir:

$$Vl_{TUST}P_m = \sum_{m=1}^{12} \left(\sum_{p \in P} (TUST_{P_{vig}^{p,m}} - TUST_{P_{ct}^{p,m}}) * MUST_{p,m} \right) * \frac{IVI_1}{IVI_{m-1}}$$

onde:

$Vl_{TUST}P_m$: Valor da recomposição de receita da permissionária acessante da Rede Básica, em unidades monetárias, pelo descasamento das tarifas TUST com o processo tarifário da permissionária, no mês de competência m ;

$MUST_{p,m}$: Montante Uso do Sistema de Transmissão contratado pela permissionária no ponto de conexão P , no mês de competência m ;

$TUST_{P_{vig}^{p,m}}$: Valores da TUST vigentes para o ponto de conexão P , no mês de competência m ;

$TUST_{P_{ct}^{p,m}}$: Valores da TUST considerado no último processo tarifário para o ponto de conexão P , no mês de competência m ;

P : Conjunto de pontos de conexão acessados pela permissionária.”

IVI_1 : Número Índice do IPCA do mês anterior à data do reajuste tarifário em processamento;
e

IVI_{m-1} : Número Índice do IPCA do mês anterior m .

4. ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – IRT

90. O Índice Reajuste Tarifário – IRT, considerando os Componentes Financeiros acrescentados ou subtraídos das tarifas, para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes, será obtido conforme a equação a seguir:

$$IRT_{Total} = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA} + IRT_{FIN} \quad (16)$$

Onde:

IRT Total = Índice de Reajuste Tarifário Anual Total.

VPA₁ = Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP), calculado conforme Seção 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7 deste Submódulo;

VPB₀ = Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (DRA), calculado conforme Seção 3.8 deste Submódulo;

IVI = Índice de variação da inflação (IPCA), calculado conforme contrato de permissão;

X = Fator X, calculado conforme Parágrafo 78 da Seção 3.8, deste Submódulo;

RA = Receita de Referência na Data do Reajuste Anterior (DRA), calculado conforme Seção 3.2, deste Submódulo; e

IRT Fin = Índice de Reajuste Tarifário Anual Financeiro.

91. O Índice Reajuste Tarifário Anual Financeiro será calculado pela divisão entre o somatório dos Componentes Financeiros apurados para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes e a Receita Anual – RA, ajustada pela razão da variação de mercado (rm), se positiva, conforme equação a seguir:

$$IRT_{FIN} = \frac{\sum \text{Componentes Financeiros (R\$)}}{RA_0 * (1 + r_m)} \quad (17)$$

onde:

rm = MWhreajuste/revisão atual / MWhreajuste/revisão ano anterior (limite mínimo igual a zero)

RA = Receita de Referência na Data do Reajuste Anterior (DRA), calculado conforme procedimento de cálculo estabelecido na Seção 3.2, deste Submódulo.

5. RECÁLCULO DE REAJUSTE/REVISÃO DE ANOS ANTERIORES

92. A utilização de dados estimados de qualquer natureza nos cálculos tarifários, por si só, não ensejará recálculos posteriores, salvo quando expressamente indicado pela ANEEL nos documentos oficiais – Nota Técnica, Relatório/Voto ou Resolução – que motivaram e informaram a decisão colegiada referente ao processo de reajuste ou revisão tarifária.

93. O recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores poderá ocorrer em decorrência de provimento de Pedido de Reconsideração interposto tempestivamente pela permissionária ou por iniciativa da ANEEL.

94. Para fins de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores por iniciativa da ANEEL, a Agência procederá conforme estabelecido nos arts. 53 e 54 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, a saber:

- i. deve anular o ato administrativo quando houver vício de legalidade;
- ii. pode revogar o ato administrativo por motivo de conveniência ou oportunidade; e
- iii. tem o direito de rever o ato administrativo, adotando qualquer medida que o corrija ou impugne, observado o prazo de decadência de cinco anos.

95. Os efeitos tarifários decorrentes de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores serão considerados a partir do primeiro reajuste ou revisão tarifária seguinte à respectiva decisão que tenha determinado o recálculo.

96. O valor do componente financeiro resultante do recálculo de reajuste/revisão de ano anterior corresponderá, exceto quando envolver correções do mercado de referência, à diferença entre a receita anual obtida após o procedimento de recálculo do respectivo reajuste ou revisão tarifária e a receita anual originalmente calculada, cujo resultado deverá ser atualizado em base anual pela variação de mercado e IGPM até o mês do reajuste/revisão em processamento.

97. Quando o recálculo de reajuste/revisão de ano anterior envolver correções do respectivo mercado de referência, o valor do componente financeiro corresponderá às diferenças entre as tarifas resultantes do recálculo e as tarifas originalmente homologadas, aplicadas ao mercado de referência do reajuste/revisão em processamento, cujo resultado deverá ser atualizado em base anual pela variação do IPCA até o mês do reajuste/revisão em processamento. Neste caso, deve-se apurar o correspondente ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica.

98. Quando se tratar de recálculo de revisão tarifária envolvendo alteração do Valor da Parcela B (VPB) e sem correções do respectivo mercado de referência, a diferença percentual entre o VPB recalculado e o VPB original deve ser aplicada ao VPB₀ (Valor da Parcela B na DRA – Data de Referência Anterior) do reajuste tarifário em processamento, de modo a representar o ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica.

6. DISPOSIÇÕES GERAIS

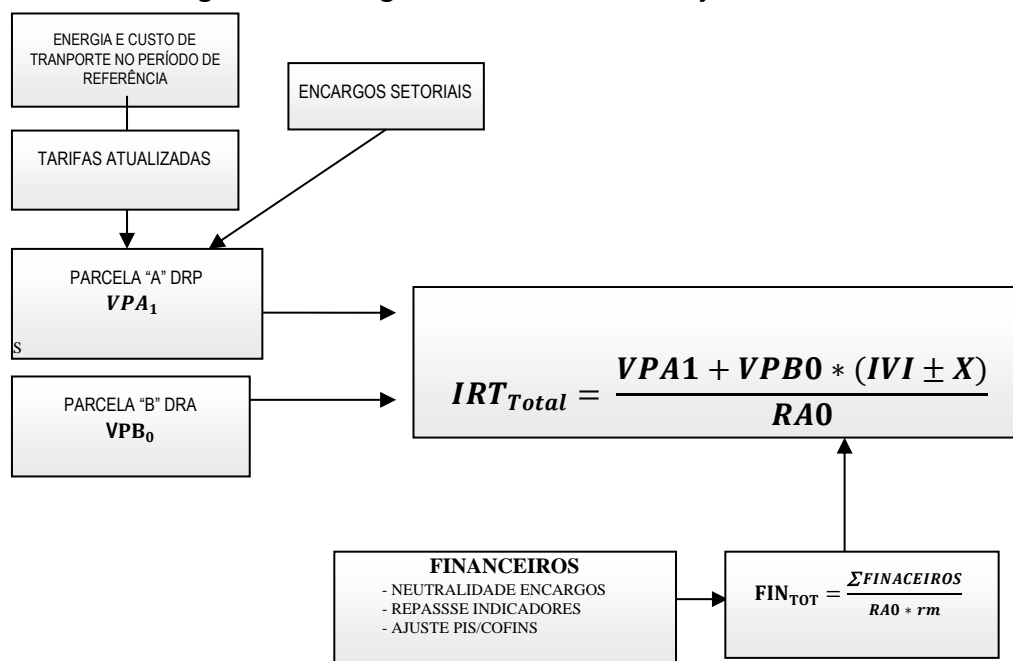
99. Estando a permissionária, na data do reajuste em processamento (DRP), inadimplente com suas obrigações intrassetoriais, não serão reajustados seus níveis de tarifas, conforme vedação prevista no art. 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Neste caso, somente poderão ser praticadas as novas tarifas homologadas, resultantes do processo tarifário em processamento, quando comprovado o adimplemento da permissionária, sendo autorizada sua aplicação por meio de Despacho específico da Superintendência de Gestão Tarifária - SGT.

100. Conforme a Lei nº 9.784/1999, é de dez dias o prazo para interposição de recurso administrativo, contado a partir da ciência ou divulgação oficial da decisão sobre o reajuste/revisão tarifária.

101. O recurso ou qualquer questionamento sobre os cálculos tarifários de anos anteriores quando apresentado fora do prazo recursal não poderá ser conhecido.

7. FLUXOGRAMA DE CÁLCULO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

Figura 1 – Fluxograma de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual



ANEXO LVII

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.3

ESTRUTURA TARIFÁRIA

Versão 2.2

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da Estrutura Tarifária para as permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões e reajustes tarifários de permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

4. Aplicam-se na estrutura tarifária das permissionárias as mesmas definições, condições e obrigações dispostas nos itens 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, e 13 do Submódulo 7.1; e itens 5, 6, 7 e 8 do Submódulo 7.3, ambos do PRORET.

5. As tarifas para as centrais geradoras do subgrupo A2, conectadas em tensão igual a 138 kV ou 88 kV são nominais e obtidas conforme o disposto na Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009 e no Submódulo 7.4 do PRORET.

6. Na adoção do Processo Simplificado de cálculo das Tarifas de Referência, aplicam-se os Postos Tarifários Ponta, Intermediário e Fora de Ponta da supridora principal nos processos tarifários da permissionária e no faturamento dos consumidores da permissionária.

7. Na adoção do Processo Específico de cálculo das Tarifas de Referência, a permissionária deverá solicitar a definição dos Postos Tarifários, nos termos do art. 59 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, ou o que vier a sucedê-lo.

4. TARIFAS DE APLICAÇÃO

8. O cálculo da TUSD e TE de Aplicação subdivide-se em três etapas: definição das Tarifas de Referência; definição da TUSD e TE base econômica; e da TUSD e TE base financeira.

I. Tarifas de referência: corresponde àquelas que determinam a relatividade de tarifas entre as diversas modalidades e subgrupos tarifários;

II. Base econômica: corresponde à TUSD e TE, sem incidência de qualquer benefício tarifário, a ser utilizada para obtenção da Receita Anual ou Receita Requerida Econômica da permissionária; e

III. Base financeira: corresponde à TUSD e TE base econômica adicionada dos componentes tarifários financeiros para aplicação aos usuários do sistema de distribuição, denominada TUSD e TE de Aplicação.

9. A TUSD de Aplicação será o somatório da TUSD base econômica com a TUSD base financeira.

10. A TE de Aplicação será o somatório da TE base econômica com a TE base financeira.

4.1. TARIFAS DE REFERÊNCIA

4.1.1. PROCESSO SIMPLIFICADO

11. No processo de revisão tarifária as tarifas de referência das componentes tarifárias da TUSD serão as tarifas base econômica da supridora principal. Nos processos de reajustes tarifários as tarifas de referência são as tarifas base econômica da própria permissionária apurada no processo tarifário anterior.

12. De forma a adequar a estrutura tarifária, no processo de revisão tarifária, tanto a permissionária quanto os consumidores podem propor alterações, com análise substantiva comprovando ser mais adequado e oportuno ao interesse público do que a utilização das tarifas base econômica da principal supridora, nos seguintes parâmetros de construção da tarifa de uso:

a. Utilização de relação ponta/fora ponta para as modalidades tarifárias Azul e Verde diversa daquela resultante da aplicação das tarifas base econômica da principal supridora; e

b. Fator de carga do cruzamento das retas tarifárias.

13. A flexibilização de que trata o parágrafo anterior deve impactar diretamente apenas os acessantes do subgrupo tarifário objeto da adequação.

14. Para as componentes tarifárias Perdas Não Técnicas e as que compõe a função de custo TUSD ENCARGOS aplicam-se os itens 6.3 e 7 do Submódulo 7.2 do PRORET.

15. Caso a supridora principal seja outra permissionária, utilizar-se-á as tarifas base econômica da concessionária definida como supridora principal da outra permissionária.

16. Caso não exista na supridora principal determinado componente tarifário da TUSD TRANSPORTE que exista na permissionária, a respectiva tarifa de referência será definida como igual a outra componente tarifária com característica equivalente da TUSD TRANSPORTE.

4.1.2. PROCESSO ESPECÍFICO

A permissionária poderá solicitar à ANEEL definição das tarifas de referência no processo de revisão tarifária periódica conforme o Submódulo 7.2 do PRORET, desde que apresente todas as informações necessárias para cálculo, de acordo com os Módulos 2 e 6 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, no prazo de 60 dias antes da revisão tarifária periódica,

para as permissionárias que optaram por assinar o termo aditivo ao contrato de permissão, conforme propôs a REN 704/2016. Solicitações encaminhadas fora do prazo mencionado, não serão consideradas no processo tarifário.

17. Entre as informações encaminhadas para a ANEEL na solicitação que trata o parágrafo anterior, a permissionária poderá solicitar flexibilização dos parâmetros da estrutura tarifária, conforme item 10 do Submódulo 7.1.

18. A não observância dos prazos ou a falta de informações necessárias para definição das tarifas de referência implicará na aplicação do processo simplificado de construção das tarifas de referência.

19. As tarifas de referência das componentes tarifárias da TE possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, independente do processo ser específico ou simplificado.

4.2. TARIFAS BASE ECONÔMICA

20. A TUSD e TE base econômica correspondem ao produto das tarifas de referência por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

21. O fator multiplicativo por componente tarifário será apurado pela razão entre o custo regulatório e a receita de referência, deduzindo do custo regulatório a receita referente a unidades consumidoras do subgrupo A1, centrais geradoras e distribuidoras, conforme itens 6, 7 e 8 do Submódulo 7.3 do PRORET.

22. A receita de referência corresponde ao produto das tarifas de referência pelo mercado de referência, por componente tarifário.

4.3. TARIFAS BASE FINANCEIRA

23. A TUSD e a TE base financeira correspondem ao produto das tarifas base econômica por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

24. O fator multiplicativo por componente de custo tarifário base financeira é obtido por meio dos custos financeiros estabelecidos, na receita econômica e no mercado de referência.

25. Os componentes tarifários financeiros poderão ser apurados pelos mesmos critérios de definição: i) das Tarifas de Referência; ii) do componente de custo tarifário perdas não-técnicas; ou iii) pelo critério percentual.

5. DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

26. Na apuração do Encargo de Uso dos Sistemas de Distribuição devido pela permissionária, quando não for possível a definição do mercado de demanda e energia por posto tarifário, estes serão estimados por meio de parâmetros regulatórios.

27. A ANEEL poderá propor período de transição, com duração máxima até a próxima revisão tarifária periódica, em virtude de impactos tarifários significativos aos usuários do sistema de distribuição provenientes da alteração de definição das Tarifas de Referência da TUSD TRANSPORTE.

28. A aplicação do disposto no parágrafo 12 poderá ocorrer no próximo processo de reajuste tarifário das permissionárias que tiveram a segunda revisão tarifária homologada até 45 dias após a publicação da versão 2.1 do PRORET 8.3.

ANEXO LVIII

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.4

REAJUSTE E REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

Versão 1.1

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos a serem utilizados nos Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Periódica das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

3. CÁLCULO DA RECEITA REQUERIDA, ENCARGO DE RESPONSABILIDADE DA DISTRIBUIDORA E ESTRUTURA TARIFÁRIA

3. Nos reajustes e revisões periódicas a **Receita Requerida** será definida pela Aneel com base no pleito realizado pela Permissionária, na legislação setorial, nos custos vigentes de encargos, transmissão e aquisição de energia, e nos limites de receita definidos neste Submódulo.

4. A Permissionária deverá encaminhar o pleito com a sua proposta de Receita Requerida para os doze meses subsequentes à data do processo tarifário.

5. O pleito deverá ser encaminhado com antecedência mínima de 30 dias (trinta dias) da data de processamento do reajuste ou revisão.

6. O não envio do pleito dentro do prazo mínimo ou padrão estabelecido implicará a concordância com os valores de parcela B encaminhados no último processo tarifário. Nesse caso, o reajuste tarifário será realizado alterando-se somente os valores de Parcela A, conforme estimativa a ser realizada pela ANEEL.

7. O pleito deve ser acompanhado de um relatório fundamentando os valores pleiteados, que deve descrever de forma clara e detalhada a necessidade de receita vinculando-a com a previsão de custos para os próximos doze meses.

8. A receita pleiteada deve estar segmentada de acordo com os componentes usados na Estrutura Tarifária, conforme Submódulo 8.3.

9. No pleito para os componentes de Encargos Setoriais, Transporte e Aquisição de Energia a permissionária deverá considerar sempre os valores e tarifas homologados pela Aneel na data do reajuste ou revisão em processamento. Caso se verifique que os valores estejam incompatíveis com os custos vigentes aprovados pela ANEEL, serão utilizados os valores estimados pela ANEEL, conforme Submódulo 8.2 do PRORET.

10. A Permissionária encaminhará pleito de perdas de energia, separados em perdas técnicas e não técnicas, que deverá ser compatível com o módulo 8.3 do PRORET e com o realizado no mercado dos últimos 12 meses. Caso não seja encaminhada esta informação, a ANEEL utilizará o percentual do último processo tarifário.
11. A Permissionária deverá dar publicidade ao pleito a todos seus consumidores, e, havendo contestação por parte de qualquer consumidor acerca dos valores encaminhados, deverá informar à ANEEL.
12. Caso a Permissionária não encaminhe pleitos de Encargos Setoriais, Transporte e Aquisição de Energia, os valores relativos a esses itens serão definidos pela ANEEL conforme Submódulo 8.2 do PRORET.
13. A permissionária deverá cadastrar no Sistema de Cadastro das Faturas de Suprimento e dos Contratos de Uso de Distribuição – SRI, as faturas de suprimento do seu período de referência. As faturas devem ser anexadas e o cadastro deve ocorrer até 30 dias antes da data de aniversário contratual.
14. O componente de distribuição deve refletir a necessidade de receita da permissionária para cobrir os custos com operação e manutenção, administrativos e comerciais, além de investimentos e composição de reservas, quando cabível, e outros itens que a Permissionária julgar necessários, conforme descrito na documentação encaminhada junto com o pleito.
15. Caso existam sobras financeiras decorrentes do exercício anterior que serão utilizadas para cobertura de custos e ou sobras previstas para o exercício seguinte, estas devem ser explicitadas e justificadas na documentação encaminhada.
16. A ANEEL poderá acrescentar ou subtrair receitas extraordinárias à receita requerida pleiteada como itens componentes financeiros, tais como receitas de bandeiras tarifárias, custos não previstos anteriormente de compra de energia, transmissão e encargos setoriais.
17. A **Receita Requerida Validada** corresponderá à Receita Requerida pleiteada, considerados os ajustes previstos neste Submódulo.
18. Conjuntamente com o relatório deve ser encaminhada uma cópia digital do Ato de deliberação da Assembleia que aprovou os valores pleiteados ou, caso haja delegação do Estatuto Social aos gestores da cooperativa, documento contendo a assinatura dos responsáveis pelo encaminhamento do pleito.
19. O componente de distribuição da Receita Requerida, denominado Parcela B, ficará limitado aos valores da tabela abaixo.

Tabela 1: Teto de Parcela B definido para os Pleitos Encaminhados em 2017

Permissionária	Parcela B teto (R\$)
CEDRAP	11.266.327,35

Permissionária	Parcela B teto (R\$)
CEDRI	7.984.960,90
CEJAMA	7.921.595,41
CEPRAG	17.397.216,25
CERAÇÁ	16.264.141,82
CERAL ANITÁPOLIS	3.758.264,75
CERAL DIS	3.663.370,15
CERBRANORTE	24.025.087,94
CERCOS	3.350.745,38
CEREJ	16.583.138,68
CERES	6.602.621,79
CERGAL	14.825.098,37
CERGAPA	5.915.969,76
CERGRAL	6.145.314,88
CERILUZ	26.368.882,65
CERIM	10.188.891,56
CERIPA	31.490.307,46
CERIS	6.270.375,05
CERMC	3.648.666,16
CERMISSÕES	38.818.907,13
CERMOFUL	19.791.860,96
CERNHE	5.755.133,73
CERPALO	13.201.149,86
CERPRO	6.652.646,51
CERRP	9.713.044,07
CERSUL	25.286.434,03
CERTAJA	32.778.802,95
CERTEL	64.269.511,13
CERTREL	10.547.087,38
CETRIL	26.071.878,16
COOPERA	42.726.814,17
COOPERCOCAL	13.960.521,60
COOPERLUZ	21.965.551,68
COOPERMILA	1.900.904,87
COORSEL	12.088.877,66
COPREL	81.531.755,33
CRELUZ-D	32.004.142,37
CRERAL	15.621.973,58

20. Os valores apresentados na tabela 1, bem como os valores constantes nos despachos de atualização e os valores advindos de processos de regularização, serão atualizados pela Superintendência de Gestão Tarifária, em janeiro de cada ano, conforme fórmula a seguir:

$$TetoPB = TetoPB_0 * \left[\frac{IVI}{IVI-1} \right] * [\Delta BT] \quad (1)$$

onde:

TetoPB: Teto de Parcela B de referência para os processos tarifários do ano civil (n);

TetoPB₀: Teto de Parcela B de referência do ano civil anterior (n-1);

IVI: número índice do IPCA de novembro do ano anterior;

IVI-1: número índice do IPCA de novembro do segundo ano anterior; e

ΔBT: variação positiva dos últimos 12 meses do mercado de baixa tensão. Na apuração do mercado deve-se considerar os valores recentes disponíveis.

21. A cada processo tarifário, a Parcela B será atualizada pela variação do IPCA até o mês anterior à data de aniversário da Permissionária, conforme fórmula a seguir:

$$TetoPB_{Processotarifário} = TetoPB * \left(\frac{IVI_{m-2}}{IVI} \right) \quad (2)$$

onde:

TetoPB_{processotarifário}: Teto de Parcela B a ser considerada no processo tarifário;

TetoPB_n: Teto de Parcela B de referência para o ano civil;

IVI: número índice do IPCA utilizado para a atualização do Teto de Parcela B de referência;

e

IVIm-2: número índice do IPCA do segundo mês anterior a data do processo tarifário da Permissionária.”

22. Os valores apresentados na tabela 1 foram calculados sob a premissa de que os valores pleiteados pela Permissionária não impactam os usuários de rede que não são atendidos pela Permissionária. Caso essa premissa não seja válida, a ANEEL deverá revisar esses valores.

23. As tarifas aplicadas aos usuários da rede serão calculadas a partir da Receita Requerida e metodologia de estrutura tarifária definida pela ANEEL, conforme Submódulo 8.3 do PRORET.

24. Os dados de consumo de energia e potência faturados considerados no cálculo das tarifas serão aqueles encaminhados pela Permissionária através do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

25. Para fins de cálculo do Encargo de Responsabilidade das Distribuidoras, serão considerados os parâmetros encaminhados pelas Permissionárias no processo de revisão tarifária, exceto o Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), que corresponderá ao WACC real aplicado às concessionárias isentas de impostos de renda, conforme Submódulo 2.4 do PRORET.

26. A valoração da energia proveniente de geração própria poderá ser pleiteada pela permissionária. O valor em R\$/MWh será limitado a menor Tarifa de Energia com desconto da principal supridora. Caso não haja pleito, será considerado o valor do último processo tarifário atualizado pelo IPCA.

27. A quantidade energia a ser considerada no cálculo tarifário será o valor, no período de referência, cadastrado no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para a Regulação Econômica – SAMP, ou outro sistema que poderá substituí-lo.

ANEXO LIX

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.5

SUBVENÇÃO PARA COOPERATIVAS COM REDUZIDA DENSIDADE DE CARGA

Versão 1.1

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da subvenção, a ser considerada nos valores de CDE, para compensar o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, conforme estabelecido na Lei nº 13.360/2016.

2. ABRANGÊNCIA

2. O mecanismo de definição da subvenção aplica-se nos processos de revisão tarifária periódica da principal concessionária supridora de cada cooperativa de eletrificação rural, concessionária ou permissionária, e seus efeitos em todas as revisões e reajustes tarifários destes.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. A definição da subvenção e densidade de carga ocorrerá nos processos tarifários da principal concessionária supridora de cada cooperativa, e constará em Despacho da SGT após o resultado do processo.

4. Considera-se Principal Supridora como a concessionária à adjacente com quem a cooperativa de distribuidora de energia elétrica possui ou já possuiu contrato de energia de suprimento.

5. Caso a principal supridora seja outra permissionária, a principal supridora será considerada a principal supridora da permissionária.

6. A principal supridora será definida no processo de definição da Subvenção pela ANEEL.

7. Caso a cooperativa não envie os dados necessários para a definição da subvenção, esta será definida como zero. Se as informações forem enviadas em momento posterior, a Aneel poderá definir os valores em outro ato, sem direito a efeitos retroativos. A mesma regra se aplica caso sejam regularizadas novas cooperativas como permissionária ou concessionária.

8. Os valores de subvenção serão aplicados nos reajustes ou revisões das cooperativas que se sucederem a sua definição, sempre com efeitos prospectivos.

9. Se o mercado da cooperativa for superior a 500 GWh/ano, o valor da subvenção final será reduzido na proporção do mercado que exceder os 500 GWh/ano em relação ao mercado total da cooperativa.

4. DENSIDADE DE CARGA

10. A densidade de carga da concessionária será medida pelo resultado da divisão do mercado TUSD MWh no período de referência, 12 meses que antecedem o processo de revisão tarifária, excluído o mercado de suprimento a outras distribuidoras, dividido pelo total de km de rede.

11. Para se medir a densidade da cooperativa, será utilizado o mercado TUSD MWh da mesma, no período de referência da revisão da principal supridora, dividido pelos km de rede de distribuição da cooperativa.

12. A subvenção visa compensar as cooperativas pela sua reduzida densidade de carga e, portanto, em situações onde a densidade da cooperativa seja maior ou igual ao da supridora, a mesma não fará jus à subvenção.

5. VALOR DA SUBVENÇÃO

13. O cálculo da subvenção para compensar a reduzida densidade de carga é feito em duas etapas.

a) Primeiro, define-se o adicional de receita requerida que precisaria ser somado à receita da principal concessionária supridora em um processo de revisão tarifária.

b) Em seguida, deve-se subtrair o adicional de faturamento que a supridora teria, caso atendesse os consumidores da cooperativa.



Figura 1: Cálculo da Subvenção

14. O valor da subvenção será atualizado nos processos tarifários da cooperativa até o mês anterior à data de aniversário da cooperativa, pelo **IPCA** conforme a seguir.

$$\text{Subvenção} = \text{Subvenção}_{n-1} * \left(\frac{\text{IVI}_{m-2}}{\text{IVI}} \right) \quad (1)$$

Onde:

Subvenção: valor subvenção a ser considerada no processo tarifário;

Subvenção_{n-1}: Subvenção_{n-1} referência;

IVI: número índice do IPCA da data base da Subvenção de referência; e

IVI_{m-2}: número índice do IPCA do segundo mês anterior a data do processo tarifário da Permissionária.”

15. A subvenção será um componente financeiro, redutor da Parcela B da cooperativa. A Cooperativa receberá igual valor por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

5.1. DEFINIÇÃO DO ADICIONAL DE RECEITA REQUERIDA

16. Na definição do adicional de receita requerida, faz-se necessário dividir a valoração da Parcela B em duas partes: Custo Anual dos Ativos (CAA) e Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM).

5.1.1. Custo Anual dos Ativos

17. A definição do CAA é feita a partir dos valores dos ativos da cooperativa. Essa valoração segue metodologias distintas se a Cooperativa é classificada como concessionária ou permissionária.

18. Para as cooperativas permissionárias, a valoração dos ativos segue a regra do Submódulo 8.1 do PRORET, ou seja, serão utilizados a quantidade de ativos e a depreciação contábil acumulada, enviados pela permissionária através de Laudo de Ativos, com data-base no último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária da principal concessionária supridora. Exclusivamente para os ativos de 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, e alterações supervenientes.

19. O laudo de ativos deverá ser protocolado na ANEEL no prazo de 120 dias antes da data da revisão tarifária da principal concessionária supridora.

20. Ressalta-se que todas as obrigações do Laudo de Ativos contidas no Submódulo 8.1 do PRORET também se aplicam a este procedimento, excetuando-se a data-base, que passa a ter como referência a revisão da supridora.

21. Para as cooperativas concessionárias, serão utilizados os ativos avaliados e fiscalizados considerados no processo de revisão tarifária desta, conforme o Submódulo 2.3 do PRORET.

22. Caso a data de revisão da cooperativa concessionária não coincida com o mês e ano da data de revisão da supridora, mas sejam conhecidos os valores da revisão posterior a esta, serão estimados os valores dos ativos da cooperativa na data da supridora. Para isso, será considerada a variação dos valores e quantidades de ativos, de forma linear, entre revisão anterior e a nova, multiplicados pela relação dada pela quantidade de meses entre a atual revisão tarifária da supridora e a revisão da cooperativa imediatamente anterior a esta e a quantidade de meses entre revisões da cooperativa.

23. No caso anterior, se não forem conhecidos os novos valores de ativos da cooperativa concessionária, serão agregados aos ativos da última revisão da supridora a quantidade de ativos e depreciação da cooperativa não considerados até aquele processo, valorados pelas regras do Submódulo 8.1 do PRORET.

24. Com os valores dos ativos definidos, estes serão adicionados aos respectivos valores de parâmetro de revisão de CAPEX da supridora, assim como o total de km de rede serão adicionados ao OPEX. Assim, os cálculos relativos aos valores de Remuneração do Capital (RC), de Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e de Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) seguem a metodologia da proposta para as concessionárias de distribuição, ou seja, o que está definido nos Submódulos 2.3 e 2.4 do PRORET.

5.1.2. CUSTO DE ADMINISTRAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

25. O Custo de Administração, Operação e Manutenção incorpora os Custos Operacionais (CO) e Receitas Irrecuperáveis (RI).

26. Para o cálculo do adicional de Custos Operacionais serão considerados a extensão de rede de distribuição e quantidade de unidades consumidoras da cooperativa, ponderados pelos mesmos pesos definidos nos Submódulos 2.2 e 2.2A do PRORET, relativos à atualização dos Custos Operacionais da concessionária supridora, conforme equação a seguir:

$$\Delta \text{Opex}_{\text{ef}} = \frac{1}{u \cdot \theta_{\text{ref}}} \left(\sum_{j=1}^m v_j y_j + \varphi \right) \quad (1)$$

onde:

Opex_{ef} : custo eficiente estimado para a concessionária;

y_j : produto “j” da cooperativa;

v_j : “peso” atribuído ao produto “j”;

u : “peso” atribuído ao insumo “i”;

m : total de produtos;

φ : “fator de escala” da empresa; e

θ_{ref} : referência de eficiência.

27. Os produtos utilizados y_j^t correspondem às dimensões: extensão de rede, segmentada em rede subterrânea, rede de distribuição e rede de alta tensão, e número de consumidores. Os parâmetros v_j , u e φ são obtidos do estudo de benchmarking realizado pela ANEEL, e estão apresentados no Anexo III do Submódulo 2.2 do PRORET.

28. A referência de eficiência θ_{ref} será a mesma adotada para a concessionária supridora na atualização dos seus Custos Operacionais regulatórios.

29. O custo eficiente estimado da cooperativa será atualizado pelo índice inflacionário dos custos eficientes da supridora (entre o cálculo da eficiência e a data de revisão) de forma a se identificar o valor incremental que representaria a adição dos ativos da cooperativa. Esse valor será adicionado ao valor original de Custos Operacionais da supridora para fins do cálculo da subvenção.

30. Os valores de Receitas Irrecuperáveis corresponderão ao novo valor resultante da adição de ativos (extensão de rede) e unidades consumidoras da cooperativa, incluídos na variação de mercado e unidades consumidoras da supridora.

31. Com o novo valor de Parcela B da supridora definido, faz-se a subtração deste e a Parcela B original da revisão da supridora, resultando no adicional de receita requerida.

5.2. ADICIONAL DE RECEITA FATURADA

32. Para se definir a contrapartida do atendimento ao mercado, qual seja, a receita potencial que a supridora arrecadaria caso atendesse tal mercado, serão adotados os critérios a seguir.

33. Consoante ao processo tarifário, será adotada como estimativa de mercado, o realizado pela cooperativa nos 12 meses anteriores ao processo de revisão da supridora. Neste ponto, serão utilizados os montantes declarados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

34. A receita final será o resultado da multiplicação do mercado da cooperativa pelas tarifas de Fio B, base econômica, da supridora.

6. REDUÇÃO DOS DESCONTOS NAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E TRANSMISSÃO E NAS TARIFAS DE ENERGIA

35. Assim que for definida a subvenção, inicia-se o movimento de retirada de descontos, tanto no transporte de energia (uso dos sistemas de distribuição e transmissão), quanto na compra de energia (tarifas de energia).

36. Os descontos tarifários serão retirados a cada processo tarifário no limite do impacto tarifário de 10% do efeito médio final a ser percebido pelos consumidores. Caso o processo resulte em valores superiores a 10%, sem alteração dos descontos, não haverá redução, tampouco serão dados novos descontos para atingir o limite.

37. Inicia-se a retirada dos descontos por meio da redução daqueles referentes aos descontos no transporte de energia. Se os descontos no transporte chegar a zero e ainda não for atingido o efeito médio de 10%, deverão ser reduzidos os descontos nos custos de energia seguindo a seguinte regra:

a) Caso o novo desconto médio de energia seja menor que o menor desconto por níveis tarifários ou supridora, todos os níveis passarão a utilizar este.

b) Caso o novo desconto médio de energia seja maior que o menor desconto, o menor desconto fica inalterado e os demais convergem, proporcionalmente, para o menor desconto possível.