



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

AGÊNCIA NACIONAL DE
ENERGIA ELÉTRICA

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.1

REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

Revisão	Motivo da revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de Vigência
1.0	Primeira versão aprovada após realização da AP 19/2011	Resolução Normativa nº 537/2013	15/3/2013 a 26/6/2013
1.1	Pedido de reconsideração	Resolução Normativa nº 555/2013	27/6/2013 a 05/11/2013
1.2	Revisão aprovada após realização da AP 056/2013	Resolução Normativa nº 581/2013	06/11/2013

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

8.1

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

ÍNDICE

8.1

1.	OBJETIVO	5
2.	ABRANGÊNCIA	5
3.	PROCEDIMENTOS GERAIS	5
3.1.	CÁLCULO DA RECEITA REQUERIDA	5
3.1.1.	COMPOSIÇÃO DA RECEITA	6
3.1.2.	REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA	7
3.1.3.	CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS	8
3.2.	CÁLCULO DO REPOSITIONAMENTO TARIFÁRIO (RT)	10
3.3.	APLICAÇÃO DO FATOR X	12
3.4.	APLICAÇÃO DOS DESCONTOS NA TUSD	12
4.	CUSTOS OPERACIONAIS	13
5.	BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA	17
5.1.	COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA – BRR	17
5.2.	CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA BRR NO PRIMEIRO CICLO	19
5.3.	MÉTODO DE AVALIAÇÃO	19
5.4.	PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO – BANCO DE PREÇOS REFERENCIAIS	20
5.4.1.	MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	20
5.4.1.1.	Módulos Construtivos de Medição	21
5.4.1.2.	Módulos Construtivos de Redes de Distribuição	21
5.4.1.3.	Módulos Construtivos de Equipamentos de Rede	22
5.4.1.4.	Módulos Construtivos de Linhas de Distribuição	23
5.4.1.5.	Módulos Construtivos de Subestações de Distribuição	23
5.4.1.6.	Módulos Construtivos de Geração	25
5.4.2.	DEMAIS ATIVOS	25
5.4.3.	TIPO DE INSTALAÇÃO	26
5.4.4.	BANCO DE PREÇOS E ÍNDICES DE ATUALIZAÇÃO	28
5.5.	TRATAMENTO DA DEPRECIAÇÃO E OBRIGAÇÕES ESPECIAIS	29
5.6.	BASE DE ANUIDADE REGULATÓRIA – BAR	30
5.7.	LAUDO DE ATIVOS	31
5.7.1.	ASPECTOS GERAIS	31
5.7.2.	INFORMAÇÕES MÍNIMAS	32
6.	CUSTO DE CAPITAL	34
6.1.	ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL	34
6.2.	CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO	35
6.3.	CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS	35
6.4.	CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL	35
7.	FATOR X	36
7.1.	COMPONENTE DE GANHOS DE PRODUTIVIDADE DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO – Pd	37
7.2.	TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA A PARCELA B – T	37
8.	PERDAS DE ENERGIA	37
9.	OUTRAS RECEITAS	39

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

9.1.	RECEITAS INERENTES AO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO	40
9.1.1.	Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo.....	40
9.1.2.	Encargos de Conexão	41
9.1.3.	Serviços cobráveis	41
9.2.	RECEITAS DE ATIVIDADES COMPLEMENTARES.....	41
9.2.1.	Compartilhamento de Infraestrutura	41
9.2.2.	Sistemas de Comunicação	42
9.2.3.	Serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio	42
9.2.4.	Operacionalização de serviço de créditos tributários	42
9.3.	RECEITAS DE ATIVIDADES ATÍPICAS	42
9.3.1.	Serviços de Consultoria.....	42
9.3.2.	Serviços de Operação e Manutenção.....	42
9.3.3.	Serviços de Comunicação	43
9.3.4.	Serviços de Engenharia	43
9.3.5.	Arrecadação de Convênios	43
9.3.6.	Venda ou aluguel de materiais ou equipamentos imprescindíveis ao fornecimento de energia elétrica	Erro! Indicador não definido.
9.3.7.	Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos	43
9.3.8.	Elaboração de projeto, construção, manutenção ou reforma.....	43
9.3.9.	Eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei	43
9.3.10.	Elaboração de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção de sistemas de iluminação pública.....	43
9.3.11.	Publicidade.....	44
10.	GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA.....	44
10.1.	VALOR DA GERAÇÃO PRÓPRIA (VGP).....	44
10.2.	CUSTOS OPERACIONAIS	45
10.3.	MONTANTE DE GERAÇÃO PRÓPRIA (MGP)	46
11.	ANEXOS	46

8.1

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos a serem utilizados no Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (1CRTP-P).

8.1

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 a serem realizadas ao longo do 1CRTP-P, compreendido entre janeiro de 2012 e dezembro de 2015.

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 relativos ao 1CRTP-P, são estabelecidos no Submódulo 10.3 do PRORET.
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 operacionais eficientes e com o retorno adequado para o capital prudentemente investido.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

3.1.1. COMPOSIÇÃO DA RECEITA

8.1

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** comprehende os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, além dos encargos setoriais definidos em legislação específica, cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora.
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** comprehende os custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela permissionária.
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), cuja metodologia de cálculo é descrita no Item 4 deste Submódulo – Custos Operacionais, é dado pela soma dos componentes abaixo:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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

8.1

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) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela permissionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = BRRL \cdot r_{WACC\text{pré}} \quad (6)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRL: Base de Remuneração Regulatória Líquida; e

$r_{WACC\text{pré}}$: 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 parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.
20. A QRR depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme formulação a seguir:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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

8.1

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;
BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e
δ: Taxa média de depreciação das instalações.

21. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, adota-se a média de concessionárias de distribuição que possuem consumo anual faturado inferior a 1 TWh e estão localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Para tanto, utiliza-se os dados do segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas das distribuidoras, atualizando-se as taxas anuais de depreciação conforme a Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de junho de 2009.
22. Dessa forma, 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

23. 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.
24. 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.

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

3.1.2.1. Custo Anual de Aluguéis (CAL)

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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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

8.1

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”.

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

3.1.2.2. Custo Anual de Veículos (CAV)

28. 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”.

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

3.1.2.3. Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI)

30. 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”.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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

8.1

3.2. CÁLCULO DO REPOSIÇÃOAMENTO TARIFÁRIO (RT)

32. No Repositionamento Tarifário (RT), o reequilíbrio econômico-financeiro da permissionária se dá por meio do ajuste das tarifas homologadas no último reajuste tarifário, para mais ou para menos, considerando o retorno adequado do capital prudentemente investido e a cobertura dos custos operacionais eficientes.
33. O percentual médio de variação das tarifas – Repositionamento Tarifário (RT), estabelecido na data da revisão tarifária, é dado por:

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

onde:

RT: Repositionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

OR: Outras Receitas; e

RV: Receita Verificada.

34. 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.
35. 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.
36. O **Período de Referência** corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.
37. 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

38. A metodologia e de cálculo das **Outras Receitas** é descrita no Item 9 – Outras Receitas, deste Submódulo.
39. A **Receita Requerida para fins de reposicionamento tarifário** será calculada para o Período de Referência, considerando os ganhos potenciais de produtividade no período de vigência das tarifas estabelecidas na revisão, 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.

40. O Valor da Parcela A, considerando o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica, 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.
41. 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.

8.1

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

- 8.1
- 42. 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.
 - 43. 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 definido a partir da produtividade média calculada no Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica para as pequenas concessionárias de energia elétrica, sendo adotado o valor de 1,15% a.a..

3.3. APLICAÇÃO DO FATOR X

- 44. 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”.
- 45. A metodologia de cálculo do Fator X é descrita no Item 7 – Fator X, deste Submódulo.

3.4. APLICAÇÃO DOS DESCONTOS NA TUSD

- 46. O mecanismo adotado visa alcançar uma relação de compromisso entre o nível das tarifas de fornecimento da permissionária, o desconto nas tarifas da supridora e o impacto da revisão tarifária para os consumidores.
- 47. A metodologia, quando possível, buscará limitar a tarifa de fornecimento da permissionária a 110% da tarifa de fornecimento da supridora principal, ajustando-se inclusive o nível de desconto na TUSD (para a permissionária) e na TUSD e TE (para cooperativa a ser regularizada). Trata-se, portanto, de um compromisso entre o nível de subsídios cruzados e a modicidade tarifária aos consumidores da permissionária.
- 48. Ademais, para as cooperativas a serem regularizadas, propõe-se considerar a não viabilidade econômica da permissão quando o resultado da revisão tarifária indicar tarifas elevadas (maior que 110% da supridora principal) em conjunto com descontos, na TUSD e TE, estabelecidos ao valor máximo de 70%. Nesse caso, não seria indicada a regularização da cooperativa como permissionária.

Permissionária (cooperativa regularizada)

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

49. Os cálculos dos custos com uso do sistema de distribuição e tarifa de energia serão realizados com desconto zerado (tarifa cheia) e desconto proporcional conforme definido no processo de regularização, respectivamente, e serão seguidos os seguintes passos:

- a) Caso a tarifa que resultar da revisão da permissionária seja **maior** que 110% da tarifa da supridora principal:
 1. Eleva-se o desconto de uso dos sistemas de distribuição o quanto for necessário, até 70%, a fim de alcançar o limite de 110% da tarifa da supridora;
 2. Uma vez atingido o limite de 70% no desconto de uso e não atingido o limite de 110%, aplica-se a tarifa que resultar.
- b) Caso a tarifa que resultar da revisão da permissionária seja **menor** que 110% da tarifa da supridora principal, aplica-se a tarifa.

Cooperativa a ser regularizada no processo de revisão tarifária

50. Os cálculos dos custos com uso do sistema de distribuição e tarifa de energia serão realizados com descontos zerados (tarifas cheias) e serão seguidos os seguintes passos:

- a) Caso a tarifa que resultar da revisão da permissionária seja **maior** que 110% da tarifa da supridora principal:
 1. Eleva-se o desconto de uso dos sistemas de distribuição o quanto for necessário, até 70%, a fim de alcançar o limite de 110% da tarifa da supridora;
 2. Uma vez atingido o limite de 70% no desconto de uso e não atingido o limite de 110%, eleva-se o desconto na tarifa de energia (TE) o quanto for necessário, até 70%;
 3. Uma vez atingido o limite de 70% no desconto de uso, 70% no desconto na TE, e não atingido o limite de 110%, conclui-se pela não viabilidade econômica da permissão.
- b) Caso a tarifa que resultar da revisão da permissionária seja **menor** que 110% da tarifa da supridora principal, aplica-se a tarifa.

4. CUSTOS OPERACIONAIS

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

51. Os custos operacionais englobam, em síntese, os custos com Pessoal (P), Materiais (M), Serviços de Terceiros (S) e Outros (O) – PMSO. A definição dos custos operacionais no 1CRTP-P das permissionárias terá por base um modelo de *benchmarking* entre as permissionárias, a partir do custo operacional médio estimado das permissionárias mais eficientes.
52. Para isso, as permissionárias foram agregadas em 5 (cinco) grupos de similaridade nas variáveis relacionadas aos custos operacionais, sendo estas: Número de Unidades Consumidoras (UC) e Número de Unidades Consumidoras por Quilômetro de Rede Total (UC/km). Para definição dos grupos, as duas variáveis foram ordenadas de forma a estabelecer padrões conforme a ilustração abaixo.

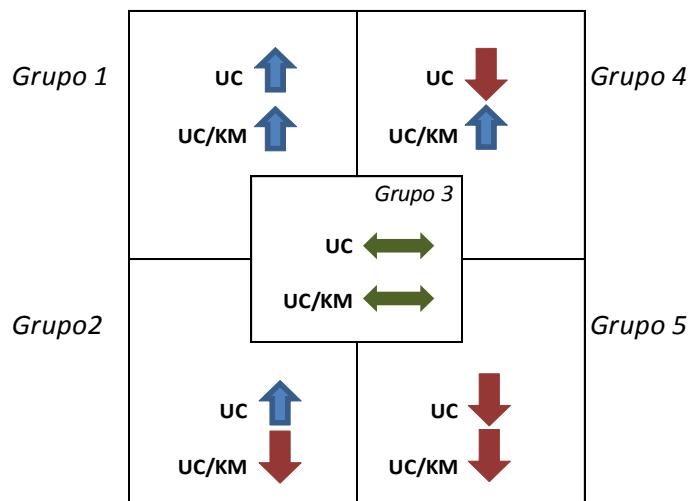


Figura 1: Critério para definição de clusters

53. Conforme demonstrado na figura acima, o grupo 1 é composto pelas permissionárias com características mais favoráveis, na medida em que há elevado volume de consumidores e área de atendimento pouco dispersa. Também nesse sentido, é possível concluir que o grupo 5 apresenta condições mais adversas para a redução de custos operacionais, pois há poucos consumidores e grande dispersão dos ativos.
54. Os cinco *clusters* de permissionárias são demonstrados a seguir.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

Tabela 1: Grupos de Similaridade das Permissionárias

Grupos	Cooperativa	UC	UC/KM	Grupos	Cooperativa	UC	UC/KM
Grupo 1	CERTEL	51.741	9,72	Grupo 4	CEGERO	5.115	9,42
	CETRIL	21.526	12,10		CERGRAL	5.071	13,21
	COOPERA	18.714	27,07		CEJAMA	4.853	7,40
	CERSUL	15.856	7,21		CERIS	4.667	10,01
	CERGAL	14.657	29,74		CERRP	4.558	7,19
	CERBRANORTE	14.425	12,39		CERES	3.961	11,43
	CERCI	13.040	9,42		CERTREL	3.552	7,83
	CEPRAG	11.635	11,68		CERMC	1.935	8,68
	CERMOFUL	10.992	15,38		CEESAM	1.091	11,05
Grupo 2	COPREL	46.960	2,73		CERNHE	2.018	9,53
	CERMISSOES	23.828	4,62	Grupo 5	COOPERSUL	4.442	2,67
	CERTAJA	22.404	5,35		CERGAPA	3.157	5,83
	CRELUZ	20.031	4,46		CERVAM	3.032	6,04
	CERFOX	14.520	3,72		CERAL ANITAPOLIS	2.669	4,22
	COOPERLUZ	13.590	2,81		CEDRI	2.416	5,70
	CERILUZ	12.660	4,22		CERPRO	1.290	2,20
	CEREJ	10.112	5,11		CERSAD	1.033	5,63
Grupo 3	CERACA	9.247	4,90		COOPERMILA	962	3,85
	CERPALO	9.504	16,96		CERAL DIS	873	1,70
	CERIPA	9.117	13,63		ELETRORURAL	534	2,10
	COOPERCOCAL	9.079	14,37		CERAL ARARUAMA	4.735	1,16
	CEMIRIM	8.136	7,17				
	CERIM	7.834	9,98				
	CERTHIL	7.586	2,79				
	COORSEL	6.817	5,54				
	CRERAL	6.596	3,02				
	COOPERZEM	6.535	6,20				
	CEDRAP	4.720	5,60				
	COOPERNORTE	4.503	6,14				

55. Para cada grupo de permissionárias, foram selecionadas aquelas situadas entre os 50% menores custos operacionais por unidade de consumidores (CO/UC), resultando em uma amostra de 26 permissionárias, para as quais foi estimada uma regressão por Mínimos Quadrados Ordinários entre a variável dependente CO/UC para as variáveis independentes UC e UC por quilômetro de rede de distribuição (UC/km).

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

56. Tais variáveis serão aplicadas à equação abaixo apresentada, sendo referenciadas ao 6º (sexto) mês anterior à data da revisão tarifária. O valor final para o custo operacional regulatório será o produto da equação abaixo e o número de UC da permissionária, atualizado pelo IPCA entre dezembro de 2010 e o mês da revisão tarifária:

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

onde:

CO/UC(i): Custo Operacional por Unidade Consumidora 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.

57. Em relação aos custos com receitas irrecuperáveis, considera-se as permissionárias enquadradas no Grupo 3, conforme Submódulo 2.2 do PRORET, o qual é composto pelas concessionárias de distribuição de menor porte. 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%

58. 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, do grupo 3, conforme tabela.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

8.1

5. BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

5.1. COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA – BRR

59. 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.
60. 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.
61. 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.
62. 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 comporão a **Base de Anuidade Regulatória – BAR**. A remuneração, amortização e depreciação (exceto de terrenos) referentes à BAR são dadas em forma de anuidades.
63. Assim, para a definição da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória, são considerados os seguintes grupos de contas:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

8.1

Tabela 3 – Resumo das Contas Contábeis

TIPOS DE ATIVOS Contas	BRR Subcontas	BAR Subcontas
Intangíveis	Serviços	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

64. 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 Civis 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

Código	Título	Classificação
132.04.1.1.04	Administração – Edificações, Obras Civis 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 Civis 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 370, de 30/06/2009

8.1

5.2. CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA BRR NO PRIMEIRO CICLO

65. Para a avaliação dos ativos das permissionárias vinculados à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no 1CRTP-P, devem ser observadas as seguintes diretrizes:
- a) A base de remuneração será obtida a partir dos ativos em operação, determinada regulatoriamente, a partir 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 do 1CRTP-P;
 - 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

66. 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.
67. O **Método do Custo de Reposição** estabelece que cada ativo é valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição por idêntico, similar ou

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

8.1

68. 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.
69. 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.
70. A relação dos módulos construtivos e os respectivos valores são apresentados no **Anexo II** deste Submódulo.
71. 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.
72. 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

73. 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

74. São objeto de avaliação todos os bens e instalações contabilizados no subgrupo de contas referente a “MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS”, especialmente os abaixo elencados:
- i) 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.);
 - ii) 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);
 - iii) equipamentos de medição (medidores de energia e potência); e
 - iv) pequenas centrais hidrelétricas e térmicas.
75. 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

76. 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

77. 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

78. 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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

8.1

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

80. 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

81. 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.
82. 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

83. 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

5.4.1.4. Módulos Construtivos de Linhas de Distribuição

8.1

84. 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.
85. 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

86. 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

87. 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 TP's 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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.
-----------------------	--

8.1

88. 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.
89. 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	Categoría	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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

5.4.1.6. Módulos Construtivos de Geração

8.1

90. 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
	Pequena Central Termelétrica	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	%

91. 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.
92. 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

93. 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%**.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

94. 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%**.

8.1

5.4.3. TIPO DE INSTALAÇÃO

95. 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%
Linhos de Distribuição – Condutor	5,0%
Linhos de Distribuição – Estrutura	5,0%

96. 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.
97. 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.
98. Abaixo são detalhadas as duas alternativas para a segregação dos ativos situados em meio urbano e rural.

a) Densidade de Consumidores por Quadrícula

99. 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 ($0,25\text{km}^2$) necessariamente através do sistema GIS. O critério para segregação das áreas de alta e baixa densidade será o número de

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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.

100. 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.
101. 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

102. 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.
103. A legislação municipal pode ainda considerar como zonas urbanas as áreas urbanizáveis, ou de expansão urbana, de loteamentos aprovados pelos órgãos

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

competentes destinados à habitação, à indústria ou ao comércio, mesmo que localizados fora das zonas definidas nesses termos.

- 8.1
- 104. 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.
 - 105. 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

- 106. 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.
- 107. 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

N.º	Parâmetro 1	Parâmetro 2	Parâmetro 3	Parâmetro 4	Parâmetro 5	Ativo
1	0,30 ABDIB	0,70 PDM31				Estrutura de linha
3	0,40 ABDIB	0,30 ME34	0,30 PDM31			Banco de capacitores
4	0,30 ABDIB	0,40 ME34	0,30 MEQS32			Medidor
5	0,25 ABDIB	0,75 AL				Condutor
10	0,20 ABDIB	0,30 BMP28	0,5 OAL			Infraestrutura de SE
34	0,50 ABDIB	0,15 MB30	0,15 ME34	0,20 PDM31		Disjuntor 13,8 e 34,5kV
35	0,40 ABDIB	0,15 MB30	0,15 ME34	0,20 PDM31	0,10 OIL	Disjuntor 69kV
46	0,30 ABDIB	0,25 INCC	0,45 PDM31			Estrutura de rede
53	0,35 ABDIB	0,10 PDM31	0,20 FSO	0,25 CU	0,10 OIL	Transformador de distribuição
78	0,45 ABDIB	0,10 PDM31	0,15 FSO	0,20 CU	0,10 OIL	Transformador de força

Legenda:

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

ABDIB: Mão de Obra (índice de salário médio na produção de bens de capital, com encargos, coluna Setor ABDIB Global - Associação Brasileira para o Desenvolvimento das Indústrias de Base);

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

BMP 28: IPA - Produtos Industriais (Borracha e Material Plástico);
 PMNM 29: IPA - Produtos Industriais (Produtos de Minerais Não Metálicos);
 MB 30: IPA - Produtos Industriais (Metalurgia Básica);
 PDM 31: IPA - Produtos Industriais (Produtos de Metal);
 ME 34: IPA - Produtos Industriais (Máquinas, Aparelhos e Materiais Elétricos);
 FSO: Insumos (Ferro ou Aço Silício);
 AL: Insumos (Alumínio - LME Brasil);
 CU: Insumos (Cobre Nacional - LME Brasil);
 OIL: Insumos (Óleo Mineral Isolante - AV60).

8.1

5.5. TRATAMENTO DA DEPRECIAÇÃO E OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

108. 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**.
109. 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.
110. Se constatadas imperfeições nos cálculos de depreciação dos bens, a ANEEL deverá recalcular 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.
111. 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.
112. 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.
113. 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

114. 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.
115. 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 615.0X.XX (Naturezas de Gastos 53 – Depreciação e 55 – Amortização), será transferida a débito da subconta 223.0X.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.
116. 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

117. 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.
118. 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.

119. 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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

- **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.

120. 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%

121. 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

122. 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.
123. 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.

8.1

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

124. 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.
125. 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.
126. 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.
127. O laudo de ativos deverá ser protocolado na ANEEL, em até **120 dias** antes da data da revisão tarifária da permissionária.
128. 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

129. 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).

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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).

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

- 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

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

6.1. ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL

- 130. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor num investimento específico. Há duas fontes: capital próprio e de terceiro.
- 131. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada no 1CRTP-P, partiu-se do levantamento de dados empíricos das permissionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil, nos anos de 2010 a 2012.
- 132. Assim, para o cálculo da participação de dívida sobre o capital total adotam-se as seguintes convenções:
 - CAPITAL DE TERCEIROS: Representam recursos originários de terceiros utilizados para a aquisição de ativos de propriedade, sujeitos a remuneração. Corresponde ao passivo oneroso de curto e longo prazo.
 - CAPITAL PRÓPRIO: São os recursos originários dos sócios ou acionistas da entidade ou decorrentes de suas operações sociais. Corresponde à diferença entre o Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), deduzido da depreciação acumulada e o saldo do capital de terceiros.
- 133. Para o cálculo foi utilizada a média ponderada das permissionárias. Dessa forma, conforme metodologia acima descrita, o percentual de participação de capital de terceiros (D/V) resulta em **7%**.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

8.1

6.2. CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

134. O custo de capital próprio deverá ser remunerado pela média do retorno diário acumulado da taxa SELIC entre maio de 2009 a abril de 2013, com valor nominal de 9,54% a.a., deflacionada pelo IPCA do mesmo período de 5,72% a.a., que resulta em **3,62% a.a.**, em termos reais.

6.3. CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS

135. Para o custo de capital de terceiros adota-se a taxa de 12,00% a.a. nominal, estipulada como limite à remuneração de capital de terceiros, conforme a Lei nº 5.764/1991, deflacionada pelo IPCA de 2012 de 5,84% a.a., que resulta em **5,82% a.a.**, em termos reais.

6.4. CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL

136. 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

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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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		
<i>WACC nominal depois de impostos</i>	r_{WACC}	9,71%
<i>WACC real depois de impostos</i>	r_{WACC}	3,77%

8.1

7. FATOR X

138. 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.
139. 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.
140. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por dois componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição; e
 T = Trajetória de Parcela B.

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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

8.1

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

142. O Componente Pd do Fator X contempla os ganhos de produtividade potenciais associados à distribuição de energia elétrica e foi estimado a partir da relação entre o crescimento do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital associados à atividade de distribuição de energia elétrica.
143. O componente Pd a ser aplicado nos reajustes tarifários de cada permissionária representa a produtividade média calculada para as pequenas concessionárias de energia elétrica, calculada para o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, sendo adotado o valor de **1,15% a.a..**

7.2. TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA A PARCELA B – T

144. O Componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição da Parcela B.
145. 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.
146. 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; e

VPB': Valor da Parcela B.

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

8. PERDAS DE ENERGIA

148. 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

perdas regulatórias admissíveis no momento da revisão tarifária, aplicáveis aos reajustes subsequentes.

- 8.1
149. 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).
 150. 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).
 151. 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.
 152. 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.
 153. 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%

154. 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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.

- 155. 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.
- 156. 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. 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

- 157. As outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica” e “receitas de outras atividades empresariais” ao serviço de distribuição – subdivididas em 2 grupos.
- 158. As **receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica** são adicionais ao fornecimento de energia, mas ainda fazem parte da essência da permissão de distribuição de energia elétrica, para as quais as despesas incorridas em sua prestação já estão contempladas na receita do serviço regulado. Encontram-se nessa categoria as receitas obtidas com encargos de conexão e serviços cobráveis; e ainda as receitas obtidas a título de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, cuja arrecadação tem o fulcro de incentivar o uso otimizado da rede e o consumo eficiente da energia, sem que haja a efetiva contraprestação de serviço pela permissionária.
- 159. As **receitas de outras atividades empresariais** são todas e quaisquer atividades desenvolvidas pela própria permissionária e que não estão diretamente relacionadas à atividade fim da permissão. Subdividem-se em 2 subgrupos:
 - a) **Atividades complementares:** são aquelas cujas despesas não são claramente identificadas e já estão cobertas pela receita advinda da atividade regulada.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

Enquadram-se nesse subgrupo os contratos de compartilhamento de infraestrutura, sistemas de comunicação, como o PLC, serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio e operacionalização de serviço de créditos tributários.

- b) **Atividades atípicas:** são aquelas às quais se impõem critérios de administração e gestão que permitem total distinção de contabilização dos custos e resultados. Destacam-se nessa categoria receitas advindas da prestação de serviços a terceiros (operação e manutenção, consultoria, comunicação e engenharia), cobrança pela arrecadação de convênios nas faturas de energia, aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos, elaboração de projeto, construção, manutenção ou reforma, eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei, elaboração de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção de sistemas de iluminação pública e publicidade.
160. Para cada fonte de receita adicional a seguir identificada, exceto aquelas provenientes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que terão tratamento específico, o valor a ser considerado na revisão corresponderá à soma dos valores faturados nos 12 (doze) meses anteriores à data de revisão tarifária, atualizado pelo IPCA à data da revisão, desconsiderando-se os encargos e tributos correspondentes (receita líquida).
161. Para efeito de modicidade tarifária, as receitas adicionais obtidas pela permissionária (Outras Receitas – OR) serão deduzidas da receita requerida calculada no momento da revisão, exceto aquelas provenientes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que terão tratamento específico. Portanto, a OR corresponderá à soma das receitas presumidas de cada serviço, onde esta deve levar em conta uma análise do faturamento de cada empresa.

9.1. RECEITAS INERENTES AO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO

9.1.1. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo

162. As receitas faturadas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, a partir da data contratual de revisão tarifária referente ao 1CRTP-P, deverão ser contabilizadas como Obrigações Especiais, em subconta específica que não será amortizada.
163. Por ocasião das revisões tarifárias subsequentes, o valor acumulado nessa subconta até a data do laudo de avaliação dos ativos deverá ser transferido para a

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

conta normal de Obrigações Especiais quando, então, receberá o tratamento usual da contrapartida da depreciação dos respectivos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações Especiais.

164. A receita de que trata este tópico é líquida dos tributos incidentes, do percentual regulatório de 3,5% da receita, referente a ultrapassagens de demanda na rede de transmissão ou junto ao suprimento, e das receitas irrecuperáveis, aplicando-se o percentual regulatório associado à classe de consumo industrial, conforme Tabela 2 deste Submódulo. Deverá ser usada a receita bruta como base de cálculo para aplicação dos percentuais anteriores.

9.1.2. Encargos de Conexão

165. Para fins de revisão tarifária das permissionárias, toda a receita líquida com base em preços regulados será destinada à modicidade tarifária, considerando que as despesas incorridas em sua prestação já estão contempladas na receita do serviço de distribuição de energia elétrica.

9.1.3. Serviços cobráveis

166. Para fins de revisão tarifária das permissionárias, toda a receita líquida com base em preços regulados será destinada à modicidade tarifária, considerando que as despesas incorridas em sua prestação já estão contempladas na receita do serviço de distribuição de energia elétrica.

9.2. RECEITAS DE ATIVIDADES COMPLEMENTARES

167. Visando o compartilhamento das receitas decorrentes dessas atividades com os usuários do serviço público regulado, será adotada uma divisão equânime do lucro líquido, ou seja, um percentual de 50% será atribuído à permissionária, com fins de se estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.
168. Por se tratar de atividades complementares ao serviço de distribuição, as despesas também serão integralmente revertidas à modicidade tarifária, considerando que estas já foram incluídas na receita da atividade regulada.

9.2.1. Compartilhamento de Infraestrutura

169. Serão consideradas despesas adicionais de 80% da receita líquida, integralmente revertidas à modicidade tarifária, resultando, portanto, no percentual de 90% a ser deduzida da receita líquida pela permissionária.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

9.2.2. Sistemas de Comunicação

170. Serão consideradas despesas adicionais de 20% da receita líquida, integralmente revertidas à modicidade tarifária, resultando, portanto, no percentual de 60% a ser deduzida da receita líquida pela permissionária.

9.2.3. Serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio

171. Serão consideradas despesas adicionais de 20% da receita líquida, integralmente revertidas à modicidade tarifária, resultando, portanto, no percentual de 60% a ser deduzida da receita líquida auferida pela concessionária.

9.2.4. Operacionalização de serviço de créditos tributários

172. Serão consideradas despesas adicionais de 20% da receita líquida, integralmente revertidas à modicidade tarifária, resultando, portanto, no percentual de 60% a ser deduzida da receita líquida auferida pela concessionária.

9.3. RECEITAS DE ATIVIDADES ATÍPICAS

173. Com fins de se estimular a eficiência na prestação do serviço, será adotada uma divisão equânime do lucro líquido, ou seja, um percentual de 50% será atribuído à permissionária, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.
174. Por serem atividades atípicas, apenas a parcela do lucro líquido será revertida à modicidade tarifária. Para apuração do lucro líquido serão estimadas as despesas decorrentes de cada uma das atividades, calculadas como percentual da receita.

9.3.1. Serviços de Consultoria

175. Para apuração do lucro líquido, serão consideradas despesas adicionais de 40% da receita líquida. Portanto, o percentual de 30% será deduzido da receita líquida pela permissionária, para fins de modicidade tarifária.

9.3.2. Serviços de Operação e Manutenção

176. Para apuração do lucro líquido, serão consideradas despesas adicionais de 80% da receita líquida. Portanto, o percentual de 10% será deduzido da receita líquida pela permissionária, para fins de modicidade tarifária.

8.1

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

9.3.3. Serviços de Comunicação

177. Para apuração do lucro líquido, serão consideradas despesas adicionais de 20% da receita líquida. Portanto, o percentual de 40% será deduzido da receita líquida pela permissionária, para fins de modicidade tarifária.

9.3.4. Serviços de Engenharia

178. Para apuração do lucro líquido, serão consideradas despesas adicionais de 80% da receita líquida. Portanto, o percentual de 10% será deduzido da receita líquida pela permissionária, para fins de modicidade tarifária.

9.3.5. Arrecadação de Convênios

179. Para apuração do lucro líquido, serão consideradas despesas adicionais de 20% da receita líquida. Portanto, o percentual de 40% será deduzido da receita líquida pela permissionária, para fins de modicidade tarifária.

9.3.6. Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos

180. Para apuração do lucro líquido, serão consideradas despesas adicionais de 20% da receita líquida. Portanto, o percentual de 40% será deduzido da receita líquida auferida pela concessionária, para fins de modicidade tarifária.

9.3.7. Elaboração de projeto, construção, manutenção ou reforma

181. Para apuração do lucro líquido, serão consideradas despesas adicionais de 80% da receita líquida. Portanto, o percentual de 10% será deduzido da receita líquida auferida pela concessionária, para fins de modicidade tarifária.

9.3.8. Eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei

182. Para apuração do lucro líquido, serão consideradas despesas adicionais de 40% da receita líquida. Portanto, o percentual de 30% será deduzido da receita líquida auferida pela concessionária, para fins de modicidade tarifária.

9.3.9. Elaboração de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção de sistemas de iluminação pública

183. Para apuração do lucro líquido, serão consideradas despesas adicionais de 80% da receita líquida. Portanto, o percentual de 10% será deduzido da receita líquida auferida pela concessionária, para fins de modicidade tarifária.

8.1

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

9.3.10. Publicidade

184. Para apuração do lucro líquido, serão consideradas despesas adicionais de 20% da receita líquida. Portanto, o percentual de 40% será deduzido da receita líquida auferida pela concessionária, para fins de modicidade tarifária.

10. GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA

185. 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.
186. 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).
187. 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.
188. 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.
189. O VGP definido na revisão tarifária será atualizado nos reajustes tarifários anuais pela variação acumulada do IPCA.
190. 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)

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

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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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 .

192. 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;

$BRRb_0$: 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

193. 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:

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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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.

8.1

194. 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, atualizados pela variação acumulada do IPCA até a data da revisão tarifária da permissionária.

10.3. MONTANTE DE GERAÇÃO PRÓPRIA (MGP)

195. 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.
196. 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.
197. 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.

11. ANEXOS

198. A seguir são apresentados os seguintes anexos:
- **Anexo I** – Modelo de Laudo de Ativos; e
 - **Anexo II** – Banco de Preços Referenciais.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

ANEXO I

8.1

Modelo de Laudo de Ativos

ATIVO	Unid.	Qtde. Ativos	
		Urbano	Rural
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.		

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

- Potência Trifásica instalada (total)	kVA	
Linhas de Distribuição		
Alta Tensão (AT) - Tensão de 69 kV		
Círculo simples (linha trifásica / extensão total: projeção no solo, em km)	km	
- Quantidade de estruturas em circuito simples	unid.	
Círculo 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		
Círculo simples (linha trifásica / extensão total: projeção no solo, em km)	km	
- Quantidade de estruturas em circuito simples	unid.	
Círculo 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)	MVAR	
Quantidade de Banco de Capacitores 13,8 kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVAR	
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)	MVAR	
Quantidade de Banco de Capacitores 34,5 kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVAR	
Quantidade de Banco de Capacitores 13,8 kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVAR	
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.	

8.1

Procedimentos de Regulação Tarifária

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

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)	MVAR	
Quantidade de Banco de Capacitores 69kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVAR	
Quantidade de Banco de Capacitores 34,5kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVAR	
Quantidade de Banco de Capacitores 13,8kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVAR	
Quantidade de Disjuntores 138kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 69kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 34,5kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 13,8kV	unid.	

8.1

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

ANEXO II

8.1

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	$y = -147,8\ln(kVA) + 744,39$
TDC02	TRANSFORMADOR DE REDE BIFÁSICO - 13,8kV	kVA	$y = -153,5\ln(kVA) + 791,15$
TDC03	TRANSFORMADOR DE REDE TRIFÁSICO - 13,8kV	kVA	$y = -199,4\ln(kVA) + 1027,5$
TDC04	TRANSFORMADOR DE REDE MONOFÁSICO - 34,5kV	kVA	$y = -158,1\ln(kVA) + 796,5$
TDC05	TRANSFORMADOR DE REDE BIFÁSICO - 34,5kV	kVA	$y = -164,3\ln(kVA) + 846,53$
TDC06	TRANSFORMADOR DE REDE TRIFÁSICO - 34,5kV	kVA	$y = -213,4\ln(kVA) + 1099,4$
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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	8.1	1.2	D.O.U. 06/11/2013

Código Módulo	Descrição Módulo	Unid.	Valor (R\$)
MIC04	INFRAESTRUTURA 69kV - PEQUENO PORTE	unid.	359.869,72
MIC05	INFRAESTRUTURA 69kV - MÉDIO PORTE	unid.	432.264,49
MIC06	INFRAESTRUTURA 69kV - GRANDE PORTE	unid.	504.659,27
MIC07	INFRAESTRUTURA 138kV - PEQUENO PORTE	unid.	359.869,72
MIC08	INFRAESTRUTURA 138kV - MÉDIO PORTE	unid.	432.264,49
MIC09	INFRAESTRUTURA 138kV - GRANDE PORTE	unid.	504.659,27
TFC01	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 34,5/13,8kV	MVA	$y = -86,83*MVA^2 + 40.509,16*MVA + 24.077,25$
TFC02	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 69/34,5kV	MVA	$y = -126,54*MVA^2 + 59.027,63*MVA + 35.084,00$
TFC03	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 69/13,8kV	MVA	$y = -124,05*MVA^2 + 57.870,22*MVA + 34.396,08$
TFC04	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 138/69kV	MVA	$y = -40,43*MVA^2 + 61.709,28*MVA + 41.721,59$
TFC05	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 138/34,5kV	MVA	$y = -39,63*MVA^2 + 60.475,09*MVA + 40.887,16$
TFC06	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 138/13,8kV	MVA	$y = -38,82*MVA^2 + 59.240,90*MVA + 40.052,73$
BCC01	BANCO DE CAPACITORES EM 13,8kV	MVAR	$y = -622,28*MVAR^2 + 73.997,89*MVAR - 9.999,72$
BCC02	BANCO DE CAPACITORES EM 34,5kV	MVAR	$y = -700,07*MVAR^2 + 83.247,63*MVAR - 11.249,68$
BCC03	BANCO DE CAPACITORES EM 69kV	MVAR	$y = -777,85*MVAR^2 + 92.497,37*MVAR - 12.499,64$
BCC04	BANCO DE CAPACITORES EM 138kV	MVAR	$y = -742,07*MVAR^2 + 95.017,20*MVAR - 13.079,02$
COC01	CONEXÃO EM 13,8kV	unid.	139.595,56
COC02	CONEXÃO EM 34,5kV	unid.	158.731,05
COC03	CONEXÃO EM 69kV	unid.	353.687,00
COC04	CONEXÃO EM 138kV	unid.	500.919,67