

## Submódulo 3.2

# CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

Revisão	Motivo da revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de Vigência
1.0	Primeira versão aprovada (após realização da AP 78/2011)	Resolução Normativa nº 604/2014	A partir de 17/3/2014

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

### ÍNDICE

1. OBJETIVO.....	3
2. ABRANGÊNCIA.....	3
3. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	3
4. CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS NA DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA.....	5
5. CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS NA DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO - DRP.....	7
5.1. ITAIPU BINACIONAL.....	9
5.2. GERAÇÃO PRÓPRIA.....	10
5.3. CENTRAIS GERADORAS ANGRA 1 e 2.....	11
5.4. COTAS DAS CONCESSÕES RENOVADAS NOS TERMOS DA LEI 12.783/2004.....	12
5.5. CONTRATOS BILATERAIS.....	13
5.6. LEILÕES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR CHAMADA PÚBLICA.....	14
5.7. MONTANTE DE REPOSIÇÃO.....	14
5.8. PROINFA.....	15
6. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA ATENDIMENTO DO SISTEMA ISOLADO.....	15
7. PERDAS REGULATÓRIAS DE ENERGIA.....	16
7.1. CÁLCULO DAS PERDAS.....	16

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

## 1. OBJETIVO

1. Estabelecer os critérios e procedimentos de cálculo dos custos de aquisição de energia elétrica e geração própria a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

## 2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste Submódulo são aplicáveis nos reajustes tarifários anuais (RTA) e, no que couber, nas revisões tarifárias periódicas (RTP) das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

## 3. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3. Os procedimentos de cálculo estabelecidos neste Submódulo estão baseados no contrato de concessão e nas leis e normas supervenientes e complementares referentes ao assunto.
4. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, estabelece dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL.
5. O Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou a comercialização de energia elétrica, estabeleceu em seu art. 2º que os agentes de distribuição devem garantir o atendimento de 100% de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL.
6. Conforme art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica:
  - I - contratada até 16 de março de 2004;
  - II - contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajuste, e de novos empreendimentos de geração; e
  - III - proveniente de:
    - a) geração distribuída;
    - b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; e

c) Itaipu Binacional.

7. Em 14 de setembro de 2012, foi publicado o Decreto nº 7.805/2012, alterando a redação do art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, com a finalidade de incluir a energia elétrica das cotas de garantia física de energia e de potência, definidas nos termos da Lei 12.783/2013, e a energia das cotas de Angra 1 e 2 no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição.
8. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:
- Cota de Itaipu Binacional: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme regulamento específico da ANEEL. As concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste adquirem compulsoriamente a energia elétrica gerada por Itaipu.
  - Cota de Angra 1 e 2: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra 1 e Angra 2 com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil. As concessionárias de distribuição que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirem compulsoriamente a energia elétrica gerada por Angra 1 e 2, conforme disposto no art. 11 da Lei nº 12.111, de 2009.
  - Cota de Concessões Renovadas: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2012. A alocação das cotas às concessionárias de distribuição de energia é estabelecida conforme regulamento da ANEEL.
  - Cota do PROINFA: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.
  - Contratos Bilaterais: são os contratos de livre negociação entre os agentes firmados antes da publicação da Lei nº 10.848, de 2004, para atendimento do Sistema Interligado. Os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29 de julho de 2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

leilão, conforme estabelecido pelo Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, também correspondem Contratos Bilaterais. Também são classificados como Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004. Por fim, os contratos oriundas de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu atual agente supridor também são classificados como Contratos Bilaterais.

- Geração Distribuída por meio de chamada pública: contratos realizados de acordo com o art. 15 do Decreto nº 5.163, de 2004.
- Leilões de Energia Existente: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes.
- Leilões de Energia Nova: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 Decreto n. 5.163, de 2004, para novos empreendimentos de geração.
- Leilões de Fonte Alternativa: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para fontes alternativas.
- Leilão de Ajuste: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.
- Geração Própria: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração próprio da concessionária de distribuição para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004, prevê que as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados podem desenvolver a atividade de geração de energia elétrica, desde que esta seja totalmente destinada ao atendimento de seus mercados próprios.

#### 4. CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS NA DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA

9. O custo de aquisição de energia na DRA será calculado considerando a energia elétrica requerida para o atendimento do mercado da concessionária valorada pela

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

tarifa média de repasse do custo de aquisição de energia considerada no último processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$CE_{DRA} = TM_{DRP_{n-1}} \times ER_{DRA} \quad (1)$$

onde:

*CE<sub>DRA</sub>*: Custo com aquisição de energia e geração própria, em R\$, na DRA;

*ER<sub>DRA</sub>*: Energia requerida, expressa em MWh, para atender à carga regulatória da distribuidora na DRA, conforme equação (2); e

*TM<sub>DRP n-1</sub>*: Preço médio de repasse do custo de aquisição de energia, expresso em R\$/MWh, na DRP do reajuste anterior ou na revisão anterior, conforme equação (3).

10. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência acrescido de:
  - i. perdas elétricas do sistema de distribuição, às quais se subdividem em perdas técnicas e não técnicas, calculadas a partir dos limites regulatórios estabelecidos no reajuste ou revisão anterior; e
  - ii. perdas na Rede Básica, calculadas a partir dos limites regulatórios estabelecidos no reajuste ou revisão anterior, quando aplicável.
11. O período de referência é definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior à data de realização do processo tarifário.
12. A energia requerida na DRA seguirá a seguinte fórmula de cálculo nos reajustes tarifários anuais:

$$ER_{DRA} = EV + PRT_{DRA} \quad (2)$$

onde:

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

*PRT<sub>DRA</sub>*: Perdas regulatórias totais, em MWh, obtida pela soma das perdas na rede básica e nas Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso compartilhado - DITC, perdas técnicas e perdas não técnicas, conforme detalhado na Seção 7 deste Submódulo.

13. A tarifa média de repasse a ser considerada no cálculo do custo de aquisição de energia na DRA será calculada conforme a fórmula a seguir:

$$TM_{DRP_{n-1}} = \frac{CE_{DRP_{n-1}}}{ER_{DRP_{n-1}}} \quad (3)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

onde:

$CE_{DRP_{n-1}}$ : Custo com aquisição de energia e geração própria, em R\$, considerado na DRP do reajuste anterior ou na revisão anterior; e

$ER_{DRP_{n-1}}$ : Energia Requerida, em MWh, para atender à carga regulatória da distribuidora na DRP do reajuste anterior ou na revisão anterior.

3.2

### 5. CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS NA DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO - DRP

14. O custo de aquisição de energia na DRP será calculado considerando a energia requerida para atendimento do mercado de referência da concessionária, líquida da energia do Proinfa, valorada pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia vigente na data do reajuste em processamento, conforme equação abaixo:

$$CE_{DRP} = TM_{EC} \times [ER_{DRP} - EC_{PROINFA}] \quad (4)$$

onde:

$CE_{DRP}$ : Custo com aquisição de energia e geração própria, em R\$, na DRP;

$ER_{DRP}$ : Energia requerida, expressa em MWh, para atender à carga regulatória da distribuidora na DRP, conforme equação (5);

$TM_{EC}$ : Preço médio de repasse dos contratos de compra de energia, expresso em R\$/MWh, na DRP, conforme equação (6); e

$EC_{PROINFA}$ : Energia proveniente do PROINFA, em MWh, calculada conforme Seção 5.8.

15. No cálculo do custo de aquisição de energia é necessário subtrair da energia requerida a energia do PROINFA, vez que a cobertura tarifária dessa energia se dá por meio de encargo setorial, sendo valorada a custo zero no balanço energético da distribuidora.
16. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido de:
- perdas elétricas do sistema de distribuição, às quais se subdividem em técnicas e não técnicas, conforme tratamento a elas estabelecido na Revisão Tarifária Periódica para consideração no reajuste em processamento; e
  - perdas na Rede Básica, inclusive as provenientes das Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado, quando aplicável, calculadas a partir dos limites regulatórios estabelecidos para o reajuste em processamento.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

17. O período de referência é definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior à data de realização do processo tarifário.
18. A energia requerida na DRP seguirá a seguinte fórmula de cálculo nos processos de reajuste tarifário anual e revisão tarifária periódica:

$$ER_{DRP} = EV + PRT_{DRP} \quad (5)$$

onde:

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

*PRT<sub>DRP</sub>: Perdas regulatórias totais, em MWh, obtida pela soma das perdas na rede básica, DITC, perdas técnicas e perdas não técnicas, conforme detalhado na Seção 7 deste Submódulo.*

19. No cálculo do referencial regulatório de perdas na Rede Básica serão consideradas, quando cabível, as perdas apuradas na Rede Básica, acrescidas das perdas apuradas nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado atribuídas à concessionária.
20. A tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia, vigente na data do reajuste em processamento, será calculada conforme a fórmula a seguir:

$$TM_{EC} = \frac{CE_I + CE_{GP} + CE_{Angra} + CE_{Cotas} + CE_{Bilaterais} + CE_{Leilões} + CE_{MR}}{EC_I + EC_{GP} + EC_{Angra} + EC_{Cotas} + EC_{Bilaterais} + EC_{Leilões} + EC_{MR}} \quad (6)$$

onde:

*CE<sub>I</sub>: Custo com a aquisição da energia de ITAIPU, em R\$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.1;*

*CE<sub>GP</sub>: Custo com a aquisição da energia de empreendimentos de Geração Própria, em R\$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.2;*

*CE<sub>Angra</sub>: Custo com a aquisição da energia das usinas Angra 1 e 2, em R\$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.3;*

*CE<sub>Cotas</sub>: Custo com a aquisição da energia das usinas com concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013, em R\$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.4;*

*CE<sub>Bilaterais</sub>: Custo com a aquisição da energia dos Contratos Bilaterais, em R\$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.5;*

*CE<sub>CCEAR</sub>: Custo com a aquisição da energia dos CCEARs, em R\$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.6;*



Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

*CE\_MR: Custo com o Montante de Reposição de que trata o art. 24 do Decreto n° 5.163/2004, em R\$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.7;*

*EC\_I: Energia proveniente de Itaipu, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.1;*

*E\_GP: Energia proveniente de empreendimento de Geração Própria, em MWh, calculada conforme Seção 5.2;*

*EC\_Angra: Energia proveniente das usinas Angra 1 e 2, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.3;*

*EC\_Cotas: Energia proveniente das usinas com concessões renovadas nos termos da Lei 12.783/2013, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.4;*

*EC\_Bilaterais: Energia proveniente dos Contratos Bilaterais, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.5;*

*EC\_Leilões: Energia proveniente dos Leilões e da Geração Distribuída por Chamada Pública, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.6;*

*EC\_MR: Energia do Montante de Reposição, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.7;*

21. Os preços de repasse de cada contrato serão calculados observando os critérios estabelecidos no Submódulo 6.1 do PRORET e Resoluções específicas.

### 5.1. ITAIPU BINACIONAL

22. Refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme regulamento específico da ANEEL.
23. O custo com a aquisição de energia de Itaipu Binacional nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

$$CE_I = TI \times TCV \times PotI \quad (7)$$

onde:

*TI: Tarifa vigente de repasse de potência de Itaipu, homologada pela ANEEL, expressa em US\$/Kw.mês;*

*PotI: Potência Contratada de Itaipu, expressa em kW, relativa à cota da concessionária, definida para os 12 meses subsequentes à data de realização do processo tarifário; e*

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

*TCV: Taxa de Câmbio PTAX média de Venda, correspondente à média das cotações de fechamento PTAX<sup>1</sup> do dólar dos EUA para venda, divulgadas pelo Banco Central do Brasil – Bacen para o período entre o 45º e 16º dia anterior à DRP.*

24. A Potência Contratada de Itaipu para os meses do ano corrente será aquela constante de resolução específica da ANEEL. Para os meses do ano subsequente, cuja potência não tiver sido ainda publicada pela ANEEL, a Potência Contratada será definida pela seguinte equação:

$$PotI_m = PotI_{m-12} \times \frac{CotaParte_n}{CotaParte_{n-1}} \quad (8)$$

onde:

*PotI<sub>m</sub>* = A Potência Contratada de Itaipu para os meses cuja Potência Contratada não tiver sido publicada pela ANEEL;

*PotI<sub>m-12</sub>* = A Potência Contratada de Itaipu do mesmo mês do ano anterior;

*CotaParte<sub>n</sub>* = proporção da Cota Parte do ano n; e

*CotaParte<sub>n-1</sub>* = proporção da Cota Parte do ano n-1.

25. O montante da energia de Itaipu na DRP será igual ao somatório da Energia Vinculada de Itaipu para entrega nos 12 meses subsequentes ao reajuste em processamento, subtraída das perdas regulatórias de energia até o Centro de Gravidade.
26. A perda regulatória de energia é calculada multiplicando-se a Energia Vinculada mensal pelo percentual médio de perda de Itaipu referente aos últimos 12 meses disponíveis, informado pela CCEE.
27. Da mesma forma que a Potência Contratada de Itaipu, a Energia Vinculada de Itaipu para os meses do ano corrente também é publicada em resolução específica da ANEEL. Para os meses do ano subsequente, cuja Energia Vinculada ainda não tiver sido publicada pela ANEEL, será aplicada metodologia análoga à da equação (8).

## 5.2. GERAÇÃO PRÓPRIA

28. Refere-se à energia proveniente dos empreendimentos de geração própria das concessionárias de distribuição de energia elétrica.
29. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004, prevê que as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados podem

<sup>1</sup> O BACEN coleta e divulga as taxas médias praticadas no mercado interbancário, isto é, a taxa média do dia apurada com base nas operações realizadas naquele mercado, conhecida por "taxa PTAX", a qual serve como referência, e não como taxa obrigatória.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

desenvolver a atividade de geração de energia elétrica, desde que esta seja totalmente destinada ao atendimento de seus mercados próprios.

30. O custo com a energia proveniente de empreendimentos de Geração Própria nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

$$CE_{GP} = \sum_{i=1}^n (PRGP_{i,j} \times EC_{GP_i}) \quad (9)$$

onde:

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

$EC_{GP}$ : Montante de energia da Geração Própria  $i$ , expresso em MWh.

31. O montante de energia da Geração Própria  $i$  será igual ao montante determinado na última revisão tarifária, ressalvadas as alterações do volume de geração decorrentes de causas estruturais, como repotenciação ou desativação de máquinas, devidamente comprovadas.
32. O preço de repasse da Geração Própria  $i$  será definido em sua revisão tarifária, e o valor utilizado nos reajustes tarifários subsequentes será reajustado pelo IGPM, conforme a seguinte fórmula:

$$PRGP_j = PRGP_0 \times \frac{IV_j}{IV_0} \quad (10)$$

onde:

$PRGP_0$ : Preço de Repasse definido na última revisão tarifária, em R\$/MWh;

$IV_0$ : Número Índice IGPM divulgado pela Fundação Getúlio Vargas do mês anterior à data da última revisão tarifária; e

$IV_j$ : Valor do Número Índice IGPM divulgado pela Fundação Getúlio Vargas do mês anterior à data do reajuste tarifário em processamento.

33. Caso não haja um preço definido na revisão periódica, situação em que o custo da geração própria compõe a Parcela B da concessionária, o preço de repasse será considerado zero.

### 5.3. CENTRAIS GERADORAS ANGRA 1 e 2

34. Refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra 1 e Angra 2 com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

35. O custo com a aquisição de energia de Angra 1 e 2 nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

$$CE_{Angra} = EC_{Angra} \times PR_{Angra} \quad (11)$$

onde:

*EC<sub>Angra</sub>*: Cota-parte da geração de energia das centrais geradoras Angra 1 e 2, definida em resolução específica da ANEEL, expressa em MWh; e

*PR<sub>Angra</sub>*: Preço de repasse de Angra 1 e 2, em R\$/MWh, vigente na DRP, calculado a partir da Receita Fixa homologada pela ANEEL para as centrais geradoras Angra 1 e 2, conforme equação (12).

36. O preço de repasse da energia proveniente das centrais geradoras Angra 1 e 2 é dado pela seguinte equação:

$$PR_{Angra} = \frac{ReceitaFixa}{TotalAngra} \quad (12)$$

onde:

*ReceitaFixa*: Receita fixa anual homologada pela ANEEL para as centrais geradoras Angra 1 e 2; e

*TotalAngra*: Somatório das cotas-parte estabelecidas para as concessionárias adquirentes de energia das centrais geradoras Angra 1 e 2, expressa em MWh.

#### **5.4. COTAS DAS CONCESSÕES RENOVADAS NOS TERMOS DA LEI 12.783/2013**

37. Refere-se à energia decorrente do rateio da garantia física e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013. A alocação das cotas às concessionárias de distribuição de energia é estabelecida conforme regulamento da ANEEL.

38. O custo com aquisição de energia das Cotas de Concessões Renovadas nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

$$CE_{Cotas} = EC_{Cotas} \times PR_{Cotas} \quad (13)$$

onde:

*EC<sub>Cotas</sub>*: Montante anual vigente de energia relativa às Cotas, definido em resolução específica da ANEEL, expresso em MWh; e

*PR<sub>Cotas</sub>*: Preço de repasse das Cotas, em R\$/MWh, vigente na DRP, calculado a partir das Receitas Anuais de Geração homologadas pela ANEEL, conforme equação (14).

39. O preço de repasse das Cotas de Concessões Renovadas é dado pela seguinte equação:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

$$PRCota = \frac{RAG_{cotas} + CFURH_{cotas}}{TotalCotas} \times \frac{1}{1 - pis\_cofins} \quad (14)$$

onde:

$RAG_{cotas}$ : Somatório das Receitas Anuais de Geração das Usinas Hidrelétricas - UHEs - em regime de cotas;

$CFURH_{cotas}$ : Expectativa de gastos com Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos – CFURH, considerando geração efetiva igual a 100% da garantia física das UHEs com concessões renovadas em regime de cotas;

$TotalCotas$ : Montante relativo a 95% da garantia física anual, em MWh, das UHEs com concessões renovadas em regime de cotas;

$pis\_cofins$ : alíquota de 9,25%, referente aos tributos PIS/PASEP (1,65%) e COFINS (7,60%).

3.2

## 5.5. CONTRATOS BILATERAIS

40. Refere-se aos contratos firmados antes da publicação da Lei nº 10.848, de 2004, decorrentes de livre negociação entre os agentes para atendimento do Sistema Interligado.
41. Os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29 de julho de 2009, os firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou leilão, conforme estabelecido pelo Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004, os contratos oriundas de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano e os contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu atual agente supridor também são classificados como Contratos Bilaterais.
42. O custo com a aquisição de energia dos Contratos Bilaterais nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será realizado conforme a fórmula a seguir:

$$CE\_Bilaterais = \sum_{i=1}^n (EC\_Bilateral_i \times PRBilateral_i) \quad (15)$$

onde:

$EC\_Bilateral_i$ : Montante de energia adquirida do Contrato Bilateral  $i$ , em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário;

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

$n$ : nº de contratos bilaterais.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

## 5.6 LEILÕES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR CHAMADA PÚBLICA

43. Refere-se à despesa com aquisição de energia dos contratos de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto nº 5.163, de 2004 (CCEAR de novos empreendimentos de geração, CCEAR de empreendimento de geração existente, CCEAR de fontes alternativas, Leilão de Ajuste e Geração Distribuída por Chamada Pública).
44. O custo com a aquisição de energia dos Leilões e da Geração Distribuída por Chamada Pública nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário será obtido conforme a fórmula a seguir:

$$CE_{Leilões} = \sum_{i=1}^n (EC_{Leilão_i} \times PR_{Leilão_i}) \quad (16)$$

onde:

*EC\_Leilão i*: Montante de energia adquirida do Leilão/Geração Distribuída por Chamada Pública *i*, em MWh, para entrega nos 12 (meses) subsequentes à data de realização do processo tarifário;

*PRLeilão i*: Preço de repasse do Leilão/ Geração Distribuída por Chamada Pública *i*, em R\$/MWh, vigente na data de realização do processo tarifário; e

*n*: nº de contratos bilaterais.

45. Especificamente para os leilões de Energia Nova, modalidade disponibilidade, por envolver uma parcela variável e a liquidação no mercado de curto prazo na composição do valor a ser faturado e pago, apenas para fins de cálculo da cobertura tarifária econômica, considera-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável e da liquidação no mercado de curto prazo calculada com base em informações fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG, que levam em consideração a previsão de valores do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD e o custo variável unitário da geração.
46. As diferenças entre a cobertura tarifária e a despesa efetivamente incorrida pela concessionária serão devidamente consideradas na apuração da CVA<sub>energia</sub> no processo tarifário subsequente.

## 5.7 MONTANTE DE REPOSIÇÃO

47. Refere-se ao montante de reposição previsto no art. 24 do Decreto nº 5.163, de 2004. Para fins de estimativa do custo de aquisição de energia nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, o montante de reposição será valorado na DRP pelo preço médio dos contratos de compra de energia vigentes na data do processo tarifário.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

### 5.8 PROINFA

48. Refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.
49. A energia do Proinfa será considerada a custo zero na composição do balanço energético da distribuidora. O montante de energia do PROINFA referente aos 12 meses subsequentes à data do reajuste em processamento corresponderá à última quota anual de energia elétrica homologada pela ANEEL para a respectiva distribuidora.

3.2

### 6. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA ATENDIMENTO DO SISTEMA ISOLADO

50. A Lei nº 12.111, de 2009, prevê o reembolso pela CCC, a partir de 30 de julho de 2009, da diferença entre o custo total de geração de energia elétrica para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada do SIN ( $ACR_{médio}$ ).
51. Conforme os §§ 5º e 6º do art. 3º da Lei nº 12.111, de 2009, o direito ao reembolso pela CCC relativo à Geração Própria e aos contratos de compra e venda de energia, destinados ao atendimento dos Sistemas Isolados, vigorará durante toda a vigência da concessão de geração e dos respectivos contratos, mesmo após a data da interligação ao SIN.
52. Dessa forma, quando o custo total de geração relativo aos Sistemas Isolados for superior ao  $ACR_{médio}$ , enquanto vigente o reembolso pela CCC, os preços de repasse da Geração Própria e dos Contratos Bilaterais, originalmente destinados ao atendimento dos Sistemas Isolados, serão limitados ao referido  $ACR_{médio}$  no cálculo das equações (9) e (15).
53. O  $ACR_{médio}$  será obtido conforme procedimento estabelecido no art. 11, § 5º, do Decreto nº 7.246, de 2010, sendo seus valores homologados pela ANEEL por meio de Despacho, publicados até 30 de outubro de cada ano, para vigência no ano civil subsequente.
54. O valor do  $ACR_{médio}$  a ser considerado em cada processo tarifário para valoração da energia relativa aos 12 meses subsequentes à DRP corresponderá ao  $ACR_{médio}$  homologado para o ano corrente. Nos processos tarifários em que estiver

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

disponível o valor do  $ACR_{\text{médio}}$  para o ano subsequente, o cálculo do preço de repasse corresponderá à média ponderada dos respectivos  $ACR_{\text{médio}}$  homologados para o ano corrente e para o ano subsequente em função do número de meses de cada ano civil.

3.2

## 7. PERDAS REGULATÓRIAS DE ENERGIA

55. Denominam-se perdas de energia o somatório das perdas elétricas no sistema de distribuição, as quais se dividem em perdas técnicas e não técnicas, e das perdas na Rede Básica, conforme definições a seguir:

- *Perdas técnicas*: Montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição em decorrência das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica;
- *Perdas não-técnicas*: Perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros; e
- *Perdas na Rede Básica*: Montante de energia elétrica dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica;

### 7.1. CÁLCULO DAS PERDAS

56. Para o repasse das perdas de energia nos processos tarifários das distribuidoras, as perdas regulatórias na DRA e na DRP serão calculadas conforme as equações descritas a seguir:

- Perdas Regulatórias Totais na DRA:

$$PRT_{DRA} = PRB_{DRA} + PT_{DRA} + PNT_{DRA} \quad (19)$$

onde:

*PRB<sub>DRA</sub>*: Perdas regulatórias na rede básica e DITC, na DRA, calculadas para as distribuidoras conectadas na Rede Básica, expressas em MWh;

*PT<sub>DRA</sub>*: Perdas técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh; e

*PNT<sub>DRA</sub>*: Perdas não técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh.

- Perdas Regulatórias Totais na DRP:

$$PRT_{DRP} = PRB_{DRP} + PT_{DRP} + PNT_{DRP} \quad (20)$$



Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

onde:

*PRB\_DRP: Perdas regulatórias na rede básica e DITC, na DRP, calculadas para as distribuidoras conectadas na Rede Básica, expressas em MWh;*

*PT\_DRP: Perdas técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh; e*

*PNT\_DRP: Perdas não técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh.*

57. Os componentes das Perdas Regulatórias são calculados conforme abaixo:

- Perdas Não Técnicas na DRA:

$$PNT\_DRA = MBT \times \%PNT\_DRA \quad (21)$$

onde:

*MBT: Mercado na Baixa Tensão, em MWh, relativo ao período de referência; e*

*%PNT\_DRA: Percentual de perda não-técnica regulatória em relação ao mercado de baixa tensão utilizado no DRP do reajuste ou revisão anterior.*

- Perdas Não Técnicas na DRP:

$$PNT\_DRP = MBT \times \%PNT\_DRP \quad (22)$$

onde:

*MBT: Mercado na Baixa Tensão, em MWh, relativo ao período de referência; e*

*%PNT\_DRP: Percentual de perda não técnica regulatória em relação ao mercado de baixa tensão homologado na revisão tarifária para vigência no reajuste em processamento ou na revisão tarifária.*

- Perdas Técnicas na DRA:

$$PT\_DRA = \frac{\%PT\_DRA \times (EV + ML + PNT\_DRA - MA1)}{(1 - \%PT\_DRA)} \quad (23)$$

onde:

*%PT\_DRA: Percentual de perda técnica regulatória em relação à energia injetada utilizado na DRP do reajuste ou na revisão anterior;*

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

*PNT\_DRA: Perdas não técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh, calculada conforme equação (21).*

*ML: Mercado de energia registrado pelos consumidores livres, expresso em MWh, no período de referência; e*

*MA1: Mercado de energia registrado pelos consumidores cativos e livres conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais), expresso em MWh, no período de referência.*

- Perdas Técnicas na DRP:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

$$PT\_DRP = \frac{\%PT\_DRP \times (EV + ML + PNT\_DRP - MA1)}{(1 - \%PT\_DRP)} \quad (24)$$

onde:

*%PT\_DRP: Percentual da perda técnica regulatória em relação à energia injetada homologado na última revisão tarifária para vigência no reajuste em processamento;*

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

*ML: Mercado de energia registrado pelos consumidores livres, expresso em MWh, no período de referência; e*

*PNT\_DRP: Perdas não técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh, calculada conforme equação (22).*

*MA1: Mercado de energia registrado pelos consumidores cativos e livres conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais), expresso em MWh, no período de referência.*

- Perdas na Rede Básica na DRA:

$$PRB\_DRA = \%PRB\_DRA \times (PT\_DRA + PNT\_DRA + EV) \quad (25)$$

onde:

*%PRB\_DRA: percentual de perdas na Rede Básica e DITC utilizado na DRP do reajuste ou revisão anterior.*

*PT\_DRA: Perdas técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh;*

*PNT\_DRA: Perdas não-técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh; e*

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

- Perdas na Rede Básica na DRP:

$$PRB\_DRP = \%PRB\_DRP \times (PT\_DRP + PNT\_DRP + EV) \quad (26)$$

onde:

*%PRB\_DRP: percentual de perdas na Rede Básica e DITC calculado conforme equação (30).*

*PT\_DRP: Perdas técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh;*

*PNT\_DRP: Perdas não-técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh; e*

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

58. Na apuração do percentual regulatório de perdas na Rede Básica serão consideradas as perdas na rede básica e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado contabilizados pela CCEE, conforme equação abaixo:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
<b>CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA</b>	<b>3.2</b>	<b>1.0</b>	<b>17/03/2014</b>

$$\%PRB\_DRP = \frac{PRB\_Contabilizada + PDIT\_Contabilizada}{PT\_DRP + PNT\_DRP + EV} \quad (27)$$

onde:

*PRB\_Contabilizada*: perda na Rede Básica calculada conforme equação (28).

*PDITC\_Contabilizada*: perda na DIT de uso compartilhado calculada conforme equação (29).

*PT\_DRP*: Perdas técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh;

*PNT\_DRP*: Perdas não-técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh; e

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

59. As perdas apuradas na Rede Básica e nas DITs de uso compartilhado serão calculadas a partir da média mensal das perdas contabilizadas pela CCEE nos últimos 12 meses, conforme equações abaixo.

$$PRB\_Contabilizada = \frac{\sum_{i=1}^n PRB\_CCEE_i}{n} \times 12 \quad (28)$$

$$PDIT\_Contabilizada = \frac{\sum_{i=1}^n PDIT\_CCEE_i}{n} \times 12 \quad (29)$$

onde:

*PRB\_CCEE i*: perda de Rede Básica contabilizada no mês *i* do período de referência;

*PDIT\_CCEE i*: perda nas DIT de uso compartilhada contabilizada no mês *i* do período de referência; e

*n* = *n*° de meses considerados na análise.

60. O número de meses considerados para o cálculo das perdas na Rede Básica e nas DITs de uso compartilhado, conforme equações (28) e (29), poderá ser inferior a 12 meses dependendo da disponibilidade de dados. O número de meses considerado na análise também poderá ser ajustado em razão de alterações no sistema de medição da rede básica com as DITs de uso compartilhado que resultem em alterações permanentes nos patamares de perdas apurados.
61. A consideração de cobertura tarifária para as perdas elétricas na DITs de uso compartilhado se dará a partir do primeiro processo tarifário após o início da contabilização dessas perdas às respectivas distribuidoras responsáveis.