

ANEXO LXXVI

Módulo 12: Concessionárias de Geração

Submódulo 12.6

COTAS-PARTES DE ANGRA 1 E 2 E ITAIPU

Versão 1.2 C

1 OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais e a metodologia de cálculo das cotas-partes referentes aos montantes de potência e energia comercializados pela Usina Hidrelétrica – UHE Itaipu, bem como aos montantes de energia comercializada pelas Centrais de Geração Angra 1 e 2.

2 ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se:

- no caso da UHE Itaipu, a todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.
- no caso das centrais de geração Angra 1 e 2, a todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN.

3 ASPECTOS LEGAIS

3. A Lei nº 5.899/1973 dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu.
4. O Decreto nº 4.550/2002, alterado pelo Decreto nº 5.287/2004, regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada por Itaipu Binacional e pela Eletronuclear.
5. A Lei nº 12.111/2009 dispõe sobre o pagamento à Eletrobrás Termonuclear S.A. – Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2.

4 DEFINIÇÕES

6. Nos termos do Decreto nº 4.550/2002 e para fins de aplicação deste Submódulo, consideram-se as seguintes definições:

- Potência Contratada de Itaipu: potência em quilowatts (kW) que Itaipu coloca permanentemente à disposição das Altas Partes Contratantes, indicadas no Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, conforme Carta Compromisso ou instrumento contratual firmado entre Itaipu e a Eletrobrás;
- Energia Vinculada à Potência Contratada de Itaipu: montante de energia que cada entidade contratante pode utilizar em função da potência contratada, definido para cada mês calendário, conforme Carta Compromisso ou instrumento contratual firmado entre Itaipu e a Eletrobrás;
- “Distribuidora suprida”: corresponde à distribuidora de energia elétrica que mantém compra regulada integralmente com outra(s) distribuidora(s) cotista(s); e

- “Distribuidora cotista”: corresponde à distribuidora que recebe ou participa diretamente do rateio das cotas-partes de Angra 1 e 2 ou de Itaipu.

5 INFORMAÇÕES PARA O CÁLCULO DAS COTAS-PARTES

5.1 INFORMAÇÕES A SEREM ENCAMINHADAS PELAS UNIDADES ORGANIZACIONAIS DA ANEEL

7. A Tabela 1 apresenta as informações que devem ser encaminhadas à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT pelas demais Unidades Organizacionais da ANEEL.

Tabela 1: Informações provenientes das Unidades Organizacionais

Item	Informações necessárias	Responsável	Prazo ⁽¹⁾	Forma de disponibilização
1	Migrações de distribuidoras da condição de suprida para cotista e vice-versa.	SRM	Até 30 de setembro	Memorando
2	Previsão de interligação ao SIN de distribuidoras atualmente pertencentes aos sistemas isolados.	SFE	-	SIGET ⁽²⁾

(1) Data limite para que a informação esteja na ANEEL.

(2) Sistema de Gestão da Transmissão.

5.2 INFORMAÇÕES A SEREM ENCAMINHADAS POR OUTROS AGENTES

8. Na Tabela 2 estão listadas as informações necessárias que devem ser encaminhadas à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT para o cálculo das cotas-partes.

Tabela 2: Informações necessárias e responsável pela disponibilização

Item	Informações necessárias	Responsável	Prazo ⁽¹⁾	Forma de disponibilização
1	Mercado faturado.	Distribuidoras	-	SAMP/SIAS E ⁽²⁾
2	Potência Contratada mensal (kW/mês); Energia Vinculada	Eletrobrás	Até 5 de novembro	Correspondência

	(MW médios) da UHE Itaipu; e carga da ANDE (MW médios) do Paraguai.			
3	Garantias físicas das centrais de geração Angra 1 e 2 e da UHE Itaipu.	MME ⁽³⁾	-	Portaria
3	Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada e Programada de Referência – TEIF e IP das centrais de geração Angra 1 e 2.	EPE ⁽⁴⁾ /M ME	-	Nota Técnica/Portaria/Deck de dados
4	Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada e Programada apuradas – TEIFa e TEIP das centrais de geração Angra 1 e 2.	ONS	-	Site do ONS
5	Consumos internos e Perdas na rede elétrica das centrais de geração Angra 1 e 2, definidos a cada ciclo de Revisão Tarifária Periódica.	CCEE	Em intervalos de 3 anos, até 30 de setembro	Correspondência/CliqC CEE ⁽⁵⁾

(1) Data limite para que a informação esteja na ANEEL.

(2) Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) e Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico (SIASE).

(3) Ministério de Minas e Energia.

(4) Empresa de Pesquisa Energética.

(5) Sistema de Contabilização e Liquidação da CCEE.

9. Caso as informações dispostas no item 2. da Tabela 2 não sejam encaminhadas em tempo hábil, serão considerados os valores informados pela Eletrobrás no ano anterior, sem prejuízo de eventuais ajustes.

6 COTAS-PARTES

6.1 PREMISSAS E CONCEITOS GERAIS

10. As cotas-parte s são utilizadas para fins de rateio das energias provenientes das centrais de geração Angra 1 e 2 e da UHE Itaipu e correspondem à razão do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras, observado o disposto nos itens 28 e 29 deste Submódulo.
11. Caso uma distribuidora suprida deixe de manter compra regulada integral com uma distribuidora cotista, passará a integrar o rateio das cotas-parte s, observado o disposto nos itens 28 e 29 deste Submódulo.
12. As distribuidoras integradas ao SIN, nos termos do art. 4º da Lei nº 12.111/2009, terão suas cotas-parte s calculadas considerando integralmente seu mercado faturado, conforme disposto no item 18.
13. As distribuidoras pertencentes aos sistemas isolados com previsão de interligação ao SIN dentro do horizonte avaliado serão consideradas no rateio das cotas-parte s a partir do ano subsequente ao da previsão de sua interligação.
14. As cotas-parte s serão publicadas anualmente até o dia 30 de novembro do oitavo ano anterior ao ano de vigência, por meio de Resolução Homologatória.
15. As energias alocadas, rateadas segundo as cotas-parte s ajustadas, serão publicadas anualmente até o dia 30 de novembro do ano anterior ao de vigência, por meio de Resolução Homologatória.

6.2 MERCADO FATURADO

16. O mercado faturado será obtido e consistido por meio da análise das informações encaminhadas pelas distribuidoras, nos termos do Submódulo 10.6 do PRORET.
17. Para fins deste Submódulo, o mercado faturado, encaminhado pelas distribuidoras nos termos do item 16, corresponde aos mercados cativo e de suprimento, quando houver, verificados durante o mês de setembro do nono ano a agosto do oitavo ano anterior à data de vigência das respectivas cotas-parte s.
18. O mercado faturado de distribuidora integrada ao SIN, nos termos do disposto no item 12, corresponde ao seu mercado total, que abrange os sistemas interligado e isolado, quando houver.
19. A distribuidora suprida não participa diretamente do rateio das cotas-parte s, mas de forma indireta, na medida em que seu suprimento está contido no mercado faturado da distribuidora cotista, conforme o exemplo do Esquema 1:

Distribuidora cotista A

- Mercado cativo de A
 - Distribuidora suprida B
 - Distribuidora suprida C
- } Mercado de suprimento de A } Mercado faturado de A

Esquema 1: Distribuidoras B e C são supridas pela Distribuidora cotista A

20. No Esquema 1, apenas a distribuidora A é cotista. Sua cota-parte corresponde ao mercado faturado de A, que compreende o somatório do mercado cativo de A e o mercado de suprimento de A, composto pelas distribuidoras supridas B e C.

21. O mercado faturado abrange a análise das migrações de distribuidoras da condição de suprida para cotista, conforme o exemplo do Esquema 2, na qual a Distribuidora B passa a ser cotista:

Distribuidora cotista A

- Mercado cativo de A
 - Distribuidora suprida C = Mercado de suprimento de A
- } Mercado faturado de A

Distribuidora cotista B

- Parcada relativa à distribuidora suprida B

Esquema 2: Distribuidora B deixa de ser suprida pela Distribuidora cotista A – período de transição

22. A situação descrita no Esquema 2 corresponde à realocação de parte das cotas das distribuidoras cotistas, calculadas e publicadas em data anterior à efetiva migração, para as distribuidoras que terão as relações de suprimento reduzidas/extintas no período de transição, observado o disposto nos itens 28 e 29 deste Submódulo.

23. Para os cálculos das cotas-parte que ocorrerem após a migração, aplicar-se-á o conceito de mercado faturado estabelecido no item 17, conforme o exemplo do Esquema 1.

6.3 METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS COTAS-PARTES

24. O mercado faturado de cada distribuidora ($MFCC_{dist}$) de setembro do nono ano a agosto do oitavo ano anterior à data de entrada em vigência das cotas-parte é dado por:

$$MFCC_{dist} = \sum_{i=1}^{12} Energia_{mês} \quad (1)$$

onde:

$Energia_{mês}$: mercado faturado de cada distribuidora em cada mês (MWh); e
i: mês, sendo setembro do ano anterior ao cálculo = 1 e agosto do ano corrente = 12.

25. O somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas ($SMFCC_{dist}$) é dado por:

$$SMFCC_{dist} = \sum_{i=1}^n MFCC_{dist} \quad (2)$$

onde:

$MFCC_{dist}$: mercado faturado de cada distribuidora, definido conforme a equação (1); e
 n = número de distribuidoras cotistas.

26. Assim, a cota-parte de cada distribuidora ($Cota_Parte_{dist}$), em número decimal, corresponde:

$$Cota_Parte_{dist} = \frac{MFCC_{dist}}{SMFCC_{dist}} \quad (3)$$

onde:

$MFCC_{dist}$: mercado faturado de cada distribuidora, definido conforme a equação (1); e
 $SMFCC_{dist}$: somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas, definido conforme a equação (2).

27. Para a definição das cotas-partes serão utilizadas 8 (oito) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático. Ou seja, se a nona casa decimal variar de 0 a 4, a oitava casa manterá o seu valor; e se a nona casa decimal variar de 5 a 9, a oitava casa terá uma unidade somada ao seu valor.

28. Para o cálculo das cotas-partes das centrais de geração Angra 1 e 2, o somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas ($SMFCC_{dist}$) corresponde às concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do SIN.

29. Para o cálculo das cotas-partes da UHE Itaipu, o somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas ($SMFCC_{dist}$) corresponde às concessionárias de serviço público de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

7 ALOCAÇÃO DA ENERGIA

30. As energias são alocadas às distribuidoras na proporção de suas cotas-partes a partir do mês de janeiro do ano subsequente ao de sua homologação.

31. Para o cálculo dos montantes de energia a serem estabelecidos para o ano subsequente serão consideradas as cotas-partes calculadas e publicadas pela ANEEL com 8 (oito) anos de antecedência, ajustadas conforme os procedimentos descritos no item 7.1 deste Submódulo.

7.1 TRATAMENTO DAS COTAS-PARTES PARA FINS DE ALOCAÇÃO DA ENERGIA

32. A cota-parte de cada distribuidora calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência será ajustada ($Cota_Parte_{dist_ajust}$) no ano que antecede à sua vigência nas seguintes situações:

- a. quando uma distribuidora suprida deixar de manter compra regulada integral com uma distribuidora cotista, situação em que tal distribuidora deverá ter sua cota-partes dissociada da antiga distribuidora cotista.
- b. quando uma distribuidora passar a ter compra regulada integral com uma distribuidora cotista, situação em que sua cota-partes anteriormente calculada será acrescentada à cota-partes calculada para a distribuidora cotista.
- c. agrupamento de distribuidoras, situação em que as cotas-partes calculadas serão atribuídas a uma única distribuidora cotista agregadora.
- d. quando a previsão de interligação ao SIN não ocorrer dentro do horizonte avaliado, situação em que a cota-partes definida para a distribuidora não interligada será redistribuída às demais distribuidoras cotistas na proporção de suas cotas-partes.
- e. As distribuidoras com mercado de energia inferior a 700GWh/ano que reduzirem ou extinguirem a relação de suprimento, após a publicação desse submódulo, terão as cotas-partes ajustadas ao mercado faturado atual, ou seja, entre setembro do segundo ano e agosto do ano anterior à vigência da alocação da energia. A sobra ou déficit de energia dessa adequação será realocada às demais distribuidoras.
- f. As distribuidoras com mercado de energia inferior 700GWh/ano que reduziram ou extinguiram a relação de suprimento, antes da publicação desse submódulo, deverão se manifestar em até 2 anos sobre aderir a regra constante do item “e”.

33. O ajuste das cotas-partes descrito na alínea a. do item 32 se processará da seguinte forma:

- durante o período de transição, a cota-partes atribuída à distribuidora que deixou de ser suprida corresponde ao mercado integral da distribuidora no período de setembro do segundo ano a agosto do ano anterior à vigência da alocação de energia.
- a sistemática descrita acima será aplicada anualmente à alocação de todas as cotas-partes vigentes, calculadas e publicadas em data anterior à mudança da condição da distribuidora de suprida para cotista.
- o conceito de mercado faturado descrito no item 17 será aplicado à distribuidora que passou da condição de suprida para cotista a partir dos cálculos das cotas-partes a serem processados em data posterior à mudança de condição, bem como será observada a data da efetiva migração.

7.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA A ALOCAÇÃO DA ENERGIA DE ANGRA 1 E 2

34. Nos termos do art. 18 da Resolução Normativa nº 530/2012, ou o que vier a sucedê-lo, o montante anual de energia elétrica disponível para venda das centrais de geração Angra 1 e 2 terá como base as garantias físicas apuradas (GFa_p), calculadas nos termos da Resolução Normativa nº 614/2014, ou o que vier a sucedê-la, e descontados os consumos internos das usinas e as perdas na Rede Elétrica.

35. O cálculo das garantias físicas apuradas das centrais de geração Angra 1 ou Angra 2 (GFa_p) se dará mediante a aplicação da seguinte fórmula:

$$GFa_p = \min \left[GF_p, GF_p \times \frac{(1-TEIFa)x(1-TEIP)}{(1-TEIF)x(1-IP)} \right] \quad (4)$$

onde:

GF_p : garantias físicas definidas por meio de Portaria do MME, sendo “p” = centrais de geração Angra 1 ou Angra 2;

TEIFa e TEIP: Taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e programada apuradas referentes ao mês de julho do ano de processamento do cálculo e publicadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; e

TEIF e IP: Taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e programada de referência (utilizadas no cálculo das garantias físicas).

36. Os consumos internos e as perdas na rede elétrica ($Perdas_C_int_p$), definidos a cada ciclo de revisões das centrais de geração de Angra 1 e 2 com base nos valores realizados nos sessenta meses anteriores à data da revisão em curso, são obtidos a partir dos dados de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e correspondem:

$$Perdas_C_int_p(\%) = \frac{\sum_{i=1}^{60} (MBU_{p,j} - (G_{p,j} - CGF_{p,j}))}{\sum_{i=1}^{60} MBU_{p,j}} \times 100\% \quad (5)$$

onde:

Σ : somatório dos valores para cada usina “p” separadamente, considerando todos os períodos de comercialização “j”, integralizado no mês, nos 60 meses anteriores à data da revisão em curso;

$MBU_{p,j}$: Medição Bruta da Usina em Operação Comercial fora do Centro de Gravidade (MWh);

$G_{p,j}$: Geração Comercial no Centro de Gravidade (MWh); e

$CGF_{p,j}$: Consumo de Geração de Usina no Centro de Gravidade (MWh).

37. O montante anual de energia elétrica de cada central de geração, Angra 1 ou Angra 2, (EC_ano_p) corresponderá à garantia física apurada (GFa_p) deduzida do valor percentual de consumo interno e das perdas na rede elétrica calculados conforme a seguinte fórmula:

$$EC_ano_p = GFa_p \times (1 - Perdas_C_int_p) \quad (6)$$

onde:

GFa_p : garantia física apurada, definida conforme a equação (4), sendo “p” = cada central de geração, Angra 1 ou Angra 2; e

$Perdas_C_int_p$: valor percentual de consumo interno e das perdas na rede elétrica, definidos conforme a equação (5).

38. O montante anual de energia elétrica das centrais de geração de Angra 1 e 2 ($SEC_{anoAngra}$) a ser comercializado no ano subsequente corresponde ao somatório dos montantes anuais de energia elétrica de cada central de geração, conforme a seguir:

$$SEC_{anoAngra\ 1\ e\ 2} = EC_{anoAngra\ 1} + EC_{anoAngra\ 2} \quad (7)$$

onde:

EC_{ano_p} : montante anual de energia elétrica de cada central de geração, Angra 1 e Angra 2, definida conforme a equação (6), sendo “p” = cada central de geração, Angra 1 ou Angra 2.

39. A energia elétrica das centrais de geração Angra 1 e 2 alocada a cada distribuidora ($EAlloc_{Angra_{dist}}$) com base nas cotas-parte calculadas e publicadas com 8 (oito) anos de antecedência e ajustadas conforme disposto no item 7.1 corresponde:

$$EAlloc_{Angra_{dist}} = SEC_{anoAngra\ 1\ e\ 2} \times Cota_Parte_{dist_ajust} \quad (8)$$

onde:

$SEC_{anoAngra\ 1\ e\ 2}$: montante anual de energia elétrica de cada central de geração, Angra 1 e Angra 2, definido conforme a equação (7); e

$Cota_Parte_{dist_ajust}$: cota-parte de cada distribuidora calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência ajustada, conforme disposto no item 7.1.

40. A energia elétrica das centrais de geração Angra 1 e 2 alocada a cada distribuidora do SIN no ano subsequente, conforme a equação (8), será arredondada em 3 (três) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático.

7.3 METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA O RATEIO DA POTÊNCIA CONTRATADA E PARA ALOCAÇÃO DA ENERGIA DE ITAIPU

41. Para o cálculo do rateio da Potência Contratada (kW/mês) e da alocação da energia da UHE Itaipu para comercialização no ano subsequente com as concessionárias de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são utilizados os valores informados pela Eletrobrás e de garantia física dispostos no item 5.2.

42. O montante anual de energia elétrica da UHE Itaipu ($EC_{anoItaipu}$) a ser comercializado com as concessionárias de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste no ano subsequente corresponde à garantia física da UHE Itaipu descontada da carga da Administración Nacional de Eletricidad – ANDE, conforme a seguinte fórmula:

$$EC_{anoItaipu}(MWh) = (GF_{Itaipu} - Carga_{ANDE}) \times horas_{ano} \quad (9)$$

onde:

GF_{Itaipu} : garantia física da UHE Itaipu definida por meio de Portaria do MME (MW médios);

$Carga_{ANDE}$: carga da ANDE do Paraguai informada pela Eletrobrás, conforme item 41 (MW médios); e

horas_{ano}: corresponde a 8.760 horas no ano ou 8.784 no ano bissexto.

43. A energia elétrica da UHE Itaipu alocada a cada concessionária de distribuição ($E_{Aloc_Itaipu_{dist}}$) das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste com base nas cotas-parte calculadas e publicadas com 8 (oito) anos de antecedência e ajustadas conforme disposto no item 7.1 corresponde:

$$E_{Aloc_Itaipu_{dist}} = EC_{ano_{Itaipu}} \times Cota_Parte_{dist_ajust} \quad (10)$$

onde:

$EC_{ano_{Itaipu}}$: montante anual de energia elétrica da UHE Itaipu, definido conforme a equação (9); e
 $Cota_Parte_{dist_ajust}$: cota-parte de cada concessionária de distribuição calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência ajustada, conforme disposto no item 7.1.

44. A energia elétrica da UHE Itaipu alocada a cada concessionária de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste no ano subsequente, conforme a equação (10), será arredondada em 3 (três) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático.

45. A energia elétrica da UHE Itaipu alocada a cada concessionária de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste no ano subsequente está referenciada à subestação de Foz do Iguaçu.

46. O rateio das perdas de conexão da UHE Itaipu que ocorrem entre a subestação de Foz do Iguaçu e as subestações de fronteira com a Rede Básica será tratado segundo as Regras de Comercialização da CCEE vigentes.

47. Os montantes mensais de potência contratada da UHE Itaipu a serem repassados à cada concessionária de distribuição ($Pot_{Itaipu_{dist_mês}}$) das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste com base nas cotas-parte calculadas e publicadas com 8 (oito) anos de antecedência e ajustadas conforme disposto no item 7.1 corresponde:

$$Pot_{Itaipu_{dist_mês}} = PC_{Itaipu_mês} \times Cota_Parte_{dist_ajust} \quad (11)$$

onde:

$PC_{Itaipu_mês}$: potência Contratada (kW/mês) da UHE Itaipu informada pela Eletrobras, conforme disposto no item 5.2; e

$Cota_Parte_{dist_ajust}$: cota-parte de cada distribuidora calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência ajustada, conforme disposto no item 7.1.

48. Os montantes mensais de potência contratada da UHE Itaipu a serem repassados à cada concessionária de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste serão arredondados em 3 (três) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático.