

**Nota Técnica nº 021/2002/SRD/SRE/ANEEL**

**Brasília, 19 de julho de 2002.**

**Assunto: Metodologia de Reajuste das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição.**

**SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO - SRD**

**SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE**

## ÍNDICE

I – INTRODUÇÃO

II – REAJUSTE DA TUSD

III – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

IV – CASO EXEMPLO

## I - INTRODUÇÃO

Em novembro de 1999 a ANEEL estabeleceu, pela Resolução nº 286, as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica a serem praticadas pelos agentes conectados às redes de distribuição. Esta resolução também determinou que as concessionárias do serviço público de distribuição apresentassem a ANEEL propostas de Tarifas de Uso para suas redes de distribuição.

Com base nas propostas das concessionárias a ANEEL definiu uma metodologia para o cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição – TUSD, que foi consolidada em uma Nota Técnica e estabelecida pela Resolução ANEEL nº 594, de 26 de dezembro de 2001. A partir da metodologia estabelecida nesta Resolução, a ANEEL homologou as tarifas de uso dos sistemas de distribuição, em resoluções específicas para cada concessionária, explicitando os componentes formadores destas tarifas.

Como as tarifas de energia elétrica discriminadas nos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são reajustadas anualmente segundo uma fórmula paramétrica estabelecida nos respectivos contratos, no intuito de preservar os preceitos firmados entre os agentes, o reajuste da TUSD será estabelecido observando, no que couber, as regras que norteiam os reajustes das demais tarifas.

Portanto, o objetivo da presente Nota Técnica é apresentar a metodologia e os critérios que serão adotados pela ANEEL para o reajuste das tarifas de uso dos sistemas de distribuição. Preliminarmente, será apresentada a metodologia proposta para o Reajuste da TUSD, em seguida serão expostas algumas considerações sobre a referida metodologia e finalmente será apresentado um caso exemplo.

## II - REAJUSTE DA TUSD

As tarifas de uso dos sistemas de distribuição foram publicadas em resoluções específicas para cada concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Nessas resoluções também foram apresentadas as tarifas de uso desagregadas nas seguintes componentes (componentes da TUSD):

- *DISTRIBUIÇÃO;*
- *PIS / PASEP & COFINS<sub>TUSD</sub>;*
- *TFSEE<sub>TUSD</sub>;*
- *PERDAS TÉCNICAS;*
- *RGR;*
- *ONS & CONEXÃO.*

Como as tarifas foram calculadas explicitando as componentes acima, o reajuste deverá refletir a variação ocorrida para cada componente da TUSD, entre as Datas de Reajuste Anterior (DRA) e em processamento (DRP).

## II.1 - Terminologia adotada

Para um melhor entendimento dos procedimentos utilizados na obtenção dos dados deve-se entender “Receita de Distribuição” e “Mercado de Referência” como:

- Receita de Distribuição é a receita necessária à cobertura de custos operacionais, encargos setoriais, tributos e a remuneração de investimentos relativos à atividade de distribuição de energia elétrica;
- Mercado de Referência compreende o mercado de demanda faturada referente aos 12 meses imediatamente anteriores à data do reajuste tarifário em processamento (DRP), expresso em kW.

A receita de Distribuição pode ser dividida em duas parcelas:

Parcela F: parcela análoga à parcela A do IRT, que representa os custos não gerenciáveis, e corresponde às seguintes despesas:

- *PIS / PASEP & COFINS<sub>TUSD</sub>* – parcela dos tributos federais arrecadados pela concessionária correspondente à receita de distribuição;
- *TFSEE<sub>TUSD</sub>* – fração da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica correspondente à receita de distribuição;
- *PERDAS TÉCNICAS* – montantes das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica;
- *RGR* – recolhimento da cota da Reserva Global de Reversão;
- *CONEXÃO & ONS* – encargos de conexão e do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Parcela G (DISTRIBUIÇÃO): valor remanescente da receita de distribuição, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela F.

## II.2 - Fórmula de Reajuste da TUSD

O reajuste das tarifas de uso dos sistemas de distribuição será calculado mediante a aplicação, sobre cada componente da TUSD homologada na Data de Referência Anterior (DRA), do Índice de Reajuste Tarifário específico do respectivo componente ( $IRT_{Componente}$ ), assim definido:

$$IRT_{Componente} = \frac{Despesa_1}{Despesa_0} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

*Despesa1* = montante de despesa associado a cada componente da TUSD na Data do Reajuste em Processamento (DRP);e

*Despesa0* = montante de despesa associado a cada componente da TUSD na Data do Reajuste Anterior (DRA).

Estes índices refletem as variações ocorridas entre as componentes da TUSD em DRA e DRP e são definidos pelas seguintes equações:

$$IRT_{Distribuição} = \frac{VPG_1}{VPG_0} = \frac{VPG_0 * (IVI \pm X)}{VPG_0} = (IVI \pm X) \quad \text{Equação 2}$$

$$IRT_{(PIS / PASEP \& COFINS)} = \frac{(PIS / PASEP \& COFINS_{TUSD})_1}{(PIS / PASEP \& COFINS_{TUSD})_0} \quad \text{Equação 3}$$

$$IRT_{TFSEE} = \frac{TFSEE_{TUSD1}}{TFSEE_{TUSD0}} \quad \text{Equação 4}$$

$$IRT_{Perdas\_Técnicas} = \frac{Perdas\_Técnicas_1}{Perdas\_Técnicas_0} \quad \text{Equação 5}$$

$$IRT_{RGR} = \frac{RGR_1}{RGR_0} \quad \text{Equação 6}$$

$$IRT_{(CONEXÃO \& ONS)} = \frac{(CONEXÃO \& ONS)_1}{(CONEXÃO \& ONS)_0} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

$$VPG_0 \text{ (Valor da Parcela G em DRA)} = RD_0 - VPF_0$$

$RD_0$  – Receita Anual de Distribuição, calculada considerando-se as tarifas de uso homologadas na data de referência anterior e o mercado de referência, excluindo o ICMS;

$VPF_0$  – Valor da Parcela F considerando-se as componentes das tarifas de uso homologadas na data de referência anterior e o mercado de referência;

$IVI$  – Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à data de referência anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado;

$X$  – Valor definido pela ANEEL.

### II.2.1 - Tarifa de Uso Reajustada

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Reajustada - TUSD<sub>1</sub> resultará do somatório dos produtos dos índices específicos sobre cada componente da tarifa de uso do sistema de distribuição homologada na data de referência anterior.

$$TUSD_1 = DISTRIBUIÇÃO_0 * IRT_{distribuição} + PIS / PASEP \& COFINS_0 * IRT_{(PIS / PASEP \& COFINS)} + \\ TFSEE_{TUSD_0} * IRT_{TFSEE} + PERDAS\_TÉCNICAS_0 * IRT_{PERDAS\_TÉCNICAS} + RGR_0 * IRT_{RGR} + \\ CONEXÃO \& ONS_0 * IRT_{conexão\&ons}$$

### Equação 8

A fórmula a seguir define o índice médio de reajuste das tarifas de uso dos sistemas de distribuição representativo (IRT<sub>TUSD</sub>):

$$I.R.T_{TUSD} = \frac{VPF_1 + VPG_0 * (IVI \pm X)}{RD_0} \quad \text{Equação 9}$$

Onde:

$VPF_1$  – Valor da Parcela F considerando os valores dos componentes da TUSD estabelecidos na data do reajuste em processamento, que será abordado na próxima subseção.

## II.2.2 - Parcela F em DRP – $VPF_1$

Os valores que compõe a Parcela F na data do reajuste em processamento são divididos em dois grupos: os estabelecidos para o Índice de Reajuste Tarifário – I.R.T das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica (RGR, ONS e CONEXÃO) e os calculados para a TUSD (PIS / PASEP & COFINS<sub>TUSD</sub>, TFSEE<sub>TUSD</sub> e PERDAS TÉCNICAS).

Os repasses de RGR, ONS e CONEXÃO estão enquadrados no primeiro grupo, assim para a obtenção dos seus valores basta consultar os dados do reajuste das tarifas de fornecimento em processamento. Para a obtenção dos valores do segundo grupo, calculados para a TUSD, é preciso observar os procedimentos descritos para cada componente desse grupo:

### II.2.2.1 - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410, de 28 de novembro de 1997.

A TFSEE é anual, diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido e incide sobre a produção, a transmissão, a distribuição e comercialização de energia elétrica.

O valor anual da TFSEE é equivalente a cinco décimos por cento do valor do benefício econômico auferido pelo concessionário. O benefício econômico é definido pelo valor econômico agregado pelo concessionário na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

O montante associado ao benefício econômico é dado pela diferença entre o produto anual da exploração do serviço de distribuição, incluindo a receita decorrente do acesso ao sistema de distribuição, e as seguintes despesas:

- Valor anual da despesa com energia comprada para revenda;
- Valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição.

A partir da Portaria Interministerial n.º 296, de 25 de outubro de 2001, a data para obtenção desses valores passa a ser concatenada com a data de reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição.

Segundo o Decreto n.º 2.410, a receita proveniente do acesso ao sistema de distribuição também deve ser considerada no cálculo do benefício econômico.

$$TFSEE = 0,5\% * (R.F. + R.TUSD + R.S. - Despesas) \quad \text{Equação 10}$$

Onde:

*R.F.* – Receita Anual de Fornecimento;

*R.TUSD.* – Receita Anual de auferida com a TUSD;

*R.S.* – Receita Anual de auferida com o Suprimento;

*Despesas* - Valor anual da despesa com energia comprada para revenda e de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição.

O Decreto n.º 2.410, no seu artigo 2º estabelece que a TFSEE será diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço. Assim pode-se inferir que a TFSEE calculada pode ser distribuída entre as subatividades de fornecimento, uso e suprimento, proporcionalmente às receitas auferidas por elas.

$$TFSEE_{R.F.} = TFSEE * \frac{R.F.}{(R.F. + R.TUSD + R.S.)} \quad \text{Equação 11}$$

$$TFSEE_{R.S.} = TFSEE * \frac{R.S.}{(R.F. + R.TUSD + R.S.)} \quad \text{Equação 12}$$

$$TFSEE_{R.TUSD.} = TFSEE * \frac{R.TUSD.}{(R.F. + R.TUSD + R.S.)} \quad \text{Equação 13}$$

A partir das considerações apresentadas, define-se a fórmula para o cálculo da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica associada à Atividade de Distribuição, como:

$$TFSEE_{TUSD} = TFSEE * \frac{(\%D * R.F + R.TUSD)}{(R.F. + R.TUSD + R.S.)}$$

**Equação 14**

Onde:

%D – Percentual que define a parcela relativa à atividade de distribuição de energia elétrica.

#### II.2.2.2 - Perdas Técnicas

Para o cálculo das perdas técnicas na distribuição utiliza-se a seguinte fórmula:

$$PERDAS\_TÉCNICAS_1 = Mix\_de\_Compra\_de\_Geração_1 * (Mercado\_de\_Compra\_Energia_1 - Mercado\_de\_Venda\_Energia_1) * (Percentual\_de\_Perdas\_Técnicas\_Distribuição_1)$$

#### **Equação 15**

Onde:

*Mix de Compra de Geração* – Tarifa em R\$/MWh representativa do custo médio de compra de energia elétrica para revenda (inclui o custo da geração própria);

*Mercado de Compra Energia* – Energia total em MWh adquirida (Inclui Geração Própria);

*Mercado de Venda Energia* – Energia total em MWh vendida;

*Percentual de Perdas Técnicas Distribuição* – Percentual médio de perdas técnicas em relação às perdas globais observadas no sistema de distribuição.

#### II.2.2.3 - Pis / Pasep & Cofins

As pessoas jurídicas de direito privado devem apurar:

- A contribuição para o PIS / PASEP, nos termos das Leis nº 9.701, nº 9.715 e nº 9.718, de 17, 25 e 27 de novembro de 1998, e pela Medida Provisória nº 1.807, de 29 de janeiro de 1999, e reedições;
- A contribuição para financiamento da seguridade social – COFINS, em conformidade com a Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991 e alterações posteriores, especialmente as introduzidas pela Lei nº 9.718, de 27 de novembro de 1998, e pela Medida Provisória nº 1.807, de 29 de janeiro de 1999, e reedições.

A alíquota da contribuição para o PIS / PASEP é de 0,65% (sessenta e cinco centésimos por cento) e a da contribuição para o COFINS é de 3% (três por cento) sobre a base de cálculo.

A base de cálculo é o faturamento do mês, assim entendido a receita bruta total, como definida pelos arts. 2º e 3º, §§ 1º, 3º e 4º da Lei nº 9.718, de 1998.

Cabe ressaltar que o PIS / PASEP & COFINS<sub>TUSD</sub> é relativo à Receita de Distribuição.

### **III - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES**

Na metodologia de reajuste apresentada nesta Nota Técnica, buscou-se preservar, quando possível, a sistemática já consolidada no setor elétrico para o reajuste das tarifas de energia elétrica, uma vez que a parcela G (análoga à parcela B do IRT) é reajustada pelo índice  $IVI \pm X$  e os componentes da parcela F (custos não gerenciáveis) são reajustados por índices que representam as variações destas componentes durante o período de referência.

A aplicação de um índice de reajuste em cada componente da TUSD ao invés da aplicação de um percentual único na tarifa de uso final, é fundamental para a manutenção de uma estrutura tarifária correta, o que é necessário para que as tarifas reflitam, da forma mais aderente possível, os custos de atendimento específicos do serviço de distribuição.

Portanto, para que os agentes possam conhecer o percentual de variação de receita anual de distribuição após os reajuste das tarifas de uso, ou seja, o índice médio de reajuste da TUSD, a Equação 9 apresenta um valor representativo para o reajuste destas tarifas.

No caso de contratos de uso dos sistemas de distribuição formalizados com base na Resolução ANEEL nº 286/99, cujos valores de tarifas sejam inferiores aos decorrentes da aplicação da metodologia supracitada, a tarifa de uso será determinada pela aplicação da fórmula de transição estabelecida no art. 4º da Resolução ANEEL nº 594/2001.

A metodologia apresentada na seção anterior deverá ser aplicada para o reajuste das tarifas de uso de distribuição, quando do reajuste anual das tarifas de fornecimento dos concessionários e permissionários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Quando da revisão tarifária periódica de concessionária ou permissionária, as tarifas de uso dos sistemas de distribuição deverão ser recalculadas conforme a metodologia estabelecida na Resolução ANEEL nº 594, de 26 de dezembro de 2001.

### **IV - CASO EXEMPLO**

Esse capítulo apresenta um caso exemplo utilizado para ilustrar a aplicação metodologia de reajuste da tarifa de uso do sistema de distribuição discutida na seção II.

A concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica utilizada como exemplo teve suas tarifas de fornecimento de energia elétrica reajustadas em 2002 e possui uma tarifa de uso dos sistemas de distribuição constituída por todas as componentes da TUSD.

## IV.1 - Parcela F e G

Para o cálculo dos valores realizados das Parcelas F e G em DRA, foram utilizados o mercado de referência e as tarifas de uso dos sistemas de distribuição homologadas na data de referência anterior.

**Tabela 1 - Valores das Parcelas F e G Realizados**

Grupo/Modalidade	MERCADO (kW)	DISTRIBUIÇÃO	PIS / COFINS	TFSEE	PERDAS TÉCNICAS	RGR	CONEXÃO & ONS	TUSD
<b>138-88kV</b>								
DP(R\$/kW):	0	5,03	0,26	0,03	0,69	0,22	0,45	<b>6,68</b>
DFP(R\$/kW):	0	1,16	0,07	0,01	0,16	0,05	0,45	<b>1,90</b>
<b>69kV</b>								
DP(R\$/kW):	81022	9,32	0,46	0,05	1,28	0,42	0,45	<b>11,98</b>
DFP(R\$/kW):	101733	2,55	0,14	0,01	0,35	0,11	0,45	<b>3,62</b>
<b>44-30kV</b>								
DP(R\$/kW):	27842	12,99	0,63	0,07	1,79	0,58	0,45	<b>16,51</b>
DFP(R\$/kW):	45782	4,35	0,22	0,02	0,60	0,19	0,45	<b>5,83</b>
<b>25-2,3kV</b>								
DP(R\$/kW):	415755	13,53	0,66	0,07	1,86	0,60	0,45	<b>17,17</b>
DFP(R\$/kW):	826829	4,51	0,23	0,02	0,62	0,20	0,45	<b>6,04</b>
<b>menor que 2,3kV</b>								
DP(R\$/kW):	678830	24,33	1,17	0,12	3,35	1,08	0,45	<b>30,51</b>
DFP(R\$/kW):	668643	2,43	0,13	0,01	0,34	0,11	0,45	<b>3,47</b>
<b>Geração</b>								
M. Contratado(kW):	0	1,16	0,07	0,01	0,16	0,05	0,45	<b>1,90</b>

  

Receita por Parcela (R\$) Período °	DISTRIBUIÇÃO	PIS / COFINS	TFSEE	PERDAS TÉCNICAS	RGR	CONEXÃO & ONS	Receita de D
	29.066.930,55	1.430.059,21	147.959,19	4.003.118,36	1.295.182,25	1.283.742,76	<b>37.226.992,33</b>

Parcela G<sub>0</sub>

Parcela F<sub>0</sub>

Os valores estabelecidos em 2002, para o cálculo do índice de reajuste tarifário, que compõem o primeiro grupo da Parcela F são:

- **CONEXÃO<sub>1</sub>**: R\$ 1.599.036,00;
- **RGR<sub>1</sub>**: R\$ 1.519.681,00;
- **ONS<sub>1</sub>**: R\$ 74.285,00.

Os valores do segundo grupo da Parcela F, calculados para a TUSD, são:

- **PERDAS TÉCNICAS<sub>1</sub>**: R\$ 3.236.756,00;
- **TFSEE<sub>TUSD1</sub>**: R\$ 200.765,00;
- **PIS / PASEP & COFINS<sub>TUSD1</sub>**: R\$ 1.876.755,00.

## IV.2 - Cálculo do IRT<sub>Componente</sub>

$$IRT_{Distribuição} = \frac{VPB_0 * (IVI \pm X)}{VPB_0} = (IVI \pm X) = 1,1009$$

$$IRT_{(PIS / PASEP \& COFINS)} = \frac{PIS / PASEP \& COFINS_{TUSD1}}{PIS / PASEP \& COFINS_{TUSD0}} = \frac{1.876.755}{1.430.059} = 1,3124$$

$$IRT_{TFSEE} = \frac{TFSEE_{TUSD1}}{TFSEE_{TUSD0}} = \frac{200.756}{147.959} = 1,3568$$

$$IRT_{Perdas\_Técnicas} = \frac{Perdas\_Técnicas_1}{Perdas\_Técnicas_0} = \frac{3.236.756}{4.003.118} = 0,8086$$

$$IRT_{RGR} = \frac{RGR_1}{RGR_0} = \frac{1.519.681}{1.295.182} = 1,1733$$

$$IRT_{(CONEXÃO\&ONS)} = \frac{(CONEXÃO\&ONS)_1}{(CONEXÃO\&ONS)_0} = \frac{1.673.321}{1.283.743} = 1,3035$$

### IV.3 - TUSD Reajustada

**Tabela 2 - Valores das Parcelas F e G na Data do Reajuste em Processamento**

Grupo/Modalidade	MERCADO (kW)	DISTRIBUIÇÃO	PIS / COFINS	TFSEE	PERDAS TÉCNICAS	RGR	CONEXÃO & ONS	TUSD
<b>138-88kV</b>								
DP(R\$/kW):	0	5,54	0,34	0,04	0,56	0,26	0,59	7,32
DFP(R\$/kW):	0	1,27	0,10	0,01	0,13	0,06	0,59	2,16
<b>69kV</b>								
DP(R\$/kW):	81022	10,26	0,60	0,07	1,04	0,49	0,59	13,04
DFP(R\$/kW):	101733	2,81	0,18	0,02	0,28	0,13	0,59	4,02
<b>44-30kV</b>								
DP(R\$/kW):	27842	14,30	0,83	0,09	1,45	0,68	0,59	17,94
DFP(R\$/kW):	45782	4,78	0,29	0,03	0,48	0,23	0,59	6,41
<b>25-2,3kV</b>								
DP(R\$/kW):	415755	14,89	0,87	0,09	1,51	0,71	0,59	18,65
DFP(R\$/kW):	826829	4,96	0,30	0,03	0,50	0,24	0,59	6,62
<b>menor que 2,3kV</b>								
DP(R\$/kW):	678830	26,78	1,54	0,17	2,71	1,27	0,59	33,06
DFP(R\$/kW):	668643	2,68	0,17	0,02	0,27	0,13	0,59	3,85
<b>Geração</b>								
M. Contratado(kW):	0	1,27	0,10	0,01	0,13	0,06	0,59	2,16

  

Receita por Parcela (R\$) Período 1	DISTRIBUIÇÃO	PIS / COFINS	TFSEE	PERDAS TÉCNICAS	RGR	CONEXÃO & ONS	RDI
	31.999.783,85	1.876.755,26	200.765,27	3.236.756,38	1.519.680,53	1.673.321,48	40.507.062,76

Parcela G<sub>1</sub>

Parcela F<sub>1</sub>

**Tabela 3 - Variações Finais Observadas**

Grupo/Modalidade	DISTRIBUIÇÃO	PIS / COFINS	TFSEE	PERDAS TÉCNICAS	RGR	CONEXÃO & ONS	TUSD
<b>138-88kV</b>							
DP(R\$/kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	9,58%
DFP(R\$/kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	13,55%
<b>69kV</b>							
DP(R\$/kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	8,88%
DFP(R\$/kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	10,90%
<b>44-30kV</b>							
DP(R\$/kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	8,64%
DFP(R\$/kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	9,81%
<b>25-2,3kV</b>							
DP(R\$/kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	8,62%
DFP(R\$/kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	9,75%
<b>menor que 2,3kV</b>							
DP(R\$/kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	8,35%
DFP(R\$/kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	11,02%
<b>Geração</b>							
M. Contratado(kW):	10,09%	31,24%	35,69%	-19,14%	17,33%	30,35%	13,55%

O índice médio de reajuste das tarifas de uso dos sistemas de distribuição representativo ( $IRT_{TUSD}$ ) é:

$$I.R.T_{TUSD} = \frac{VPA_1 + VPB_0 * (IVI \pm X)}{RD_0} = \frac{40.507.062}{37.226.992} = 1,0881 \Rightarrow \mathbf{8,81 \%}$$