

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 55, DE 5 DE ABRIL DE 2004

Estabelece a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica.

[Relatório de Voto](#)

[Voto em Separado](#)

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos art. 14 e art. 15 da Lei nº [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996, no inciso IV, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº [2.335](#), de 6 de outubro de 1997, na Norma Organizacional da ANEEL nº 001/98, aprovada pela Resolução ANEEL nº [233](#), de 14 de junho de 1998, o que consta do Processo nº 48500.003972/03-86, e considerando:

que o contrato de concessão da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica estabelece que a ANEEL, de acordo com determinado cronograma, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas;

que o contrato de concessão da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica estabelece que a ANEEL no processo de revisão das tarifas determinará os valores de X, que deverá ser subtraído ou acrescido da variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) nos reajustes tarifários anuais subsequentes;

que a revisão tarifária periódica compreende o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica e a determinação do Fator X;

que o reposicionamento tarifário da concessionária visa proporcionar receita necessária para a cobertura de custos operacionais eficientes e remuneração adequada de investimentos prudentes, em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão;

que o Fator X calculado na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica é o instrumento regulatório de estímulo à eficiência e à modicidade das tarifas de fornecimento;

que a proposta metodológica da ANEEL para cálculo do Fator X considera os ganhos de produtividade da concessionária, previstos para o próximo período tarifário, decorrentes do crescimento do mercado atendido; a avaliação do grau de satisfação na percepção do consumidor; bem como a manutenção da condição de equilíbrio econômico-financeiro definida na revisão tarifária periódica;

as contribuições recebidas nas Audiências Públicas AP ANEEL nº [023/2002](#) e nº [043/2003](#); e

as contribuições recebidas nas Audiências Públicas realizadas nos processos de revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica durante o ano de 2003 e durante os meses de janeiro a março de 2004;

resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Art. 2º O Fator X será estabelecido em função dos seguintes componentes:

I – componente X_e que reflete os ganhos de produtividade esperados derivados da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

II – componente X_c que reflete a avaliação dos consumidores sobre a sua concessionária, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC; e

III – componente X_a que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) para o componente mão-de-obra da Parcela B da concessionária.

Art. 3º O valor do componente X_e , a que se refere o art. 2º, será calculado em cada revisão tarifária periódica, conforme o procedimento descrito no Anexo I.

Art. 4º O valor do componente X_c , a que se refere o art. 2º, será calculado em cada reajuste tarifário anual, conforme procedimento descrito no Anexo II.

Art. 5º O valor do componente X_a , a que se refere o art. 2º, será calculado em cada reajuste tarifário anual, conforme procedimento descrito no Anexo III.

Art. 6º O valor do Fator X a ser utilizado nos reajustes tarifários anuais, resultante dos componentes X_e , X_c e X_a , será obtido conforme procedimento descrito no Anexo IV desta Resolução.

Art. 7º A metodologia de cálculo do Fator X, como estabelecida nesta Resolução, será aplicada para as revisões tarifárias periódicas das concessionárias ocorridas a partir de abril de 2003.

Art. 8º Esta resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 06.04.2004, seção 1, p. 69, v. 141, n. 66.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 06.04.2004.

ANEXO I CÁLCULO DO COMPONENTE DE PRODUTIVIDADE (X_e) DO FATOR X

O componente X_e contempla unicamente o efeito dos ganhos esperados de produtividade da concessionária em virtude do crescimento do mercado. Esses ganhos não são devidos a uma maior eficiência na gestão da empresa sobre os seus custos operacionais, e, portanto, a bem da modicidade tarifária prevista no contrato de concessão, o efeito dos mesmos na receita deve ser repassado nas tarifas pagas pelos consumidores.

Para o cálculo do componente X_e , a ser aplicado na revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica, é utilizado o método de fluxo de caixa descontado (FCD), do tipo forward looking. Esse método assegura a consistência entre o conjunto de metodologias que compõe o processo de revisão tarifária periódica.

O enfoque metodológico adotado para cálculo do componente X_e visa determinar os efeitos no fluxo de fundos da concessionária derivados de uma maior produtividade na gestão do serviço de distribuição de energia elétrica devido às mudanças na escala do negócio. Essas mudanças decorrem do crescimento do mercado atendido, seja por um maior consumo dos clientes já existentes (crescimento vertical) ou pela conexão de novos consumidores na área atendida (crescimento horizontal). O enfoque do FCD considera investimentos estimados para atender o crescimento previsto do consumo (MWh) e do número de consumidores.

De acordo com o método do FCD, o valor do componente X_e é aquele que iguala o valor presente líquido dos fluxos de caixa da concessionária no período tarifário, incluindo o valor dos ativos no final do período, com o valor dos ativos da concessionária no início do período tarifário.

Os fluxos de caixa são descontados a taxa igual ao custo de capital da concessionária (WACC) estabelecido na revisão tarifária periódica.

As equações que explicam o fluxo de caixa da concessionária de distribuição no período tarifário são:

$$FC_1 = RO_1 - TRIB_1 - O\&M_1 - Inv_1 \quad (1)$$

$$A_1 = A_0 + Inv_1 - d_1 \quad (2)$$

onde:

FC_1 = Fluxo de caixa da concessionária no período tarifário;

RO_1 = Receitas operacionais da concessionária no período tarifário, igual ao valor da Parcela B da receita;

$TRIB_1$ = Tributos PIS/PASEP, COFINS e P&D;

$O\&M_1$ = Custos de operação e manutenção da concessionária no período tarifário, tendo em conta a evolução da componente devida à “trajetória regulatória” adotada para a inadimplência dos consumidores;

A_1 = Valor dos ativos da concessionária ao final do período tarifário;

A_0 = Valor dos ativos da concessionária na data da revisão tarifária;

d_1 = Valor da depreciação no período tarifário;

Inv_1 = Investimentos realizados no período tarifário.

A equação a seguir apresenta a evolução financeira da concessionária pela abordagem de fluxo de caixa descontado, na qual se iguala o valor inicial dos ativos (A_0) com o valor presente líquido (VPL) dos fluxos de caixa, adicionado do valor presente líquido dos ativos ao final do período tarifário (A_1).

$$A_0 = VPL (FC_1) + VPL (A_1) \quad (3)$$

A capacidade real de geração de fluxo de caixa da concessionária durante o período tarifário é dada pela relação entre as equações (1) e (2) com a equação (3):

$$A_0 = VPL (RO_1 - TRIB_1 - O \& M_1 - Inv_1) + VPL (A_0 + Inv_1 - d_1) \quad (4)$$

que também pode ser expressa como:

$$A_0 = \frac{(RO_1 - TRIB_1 - O \& M_1 - Inv_1)}{(1+r)} + \frac{(A_0 + Inv_1 - d_1)}{(1+r)} \quad (5)$$

O componente X_e , a ser determinado é aquele para o qual a taxa de desconto “r”, que equilibra a equação anterior, considerando a soma das anuidades para um período de “N” anos, assim como o regime fiscal vigente no Brasil para o imposto de renda, é igual ao WACC. Dessa forma, assegura-se que a receita da Parcela B no período tarifário considerado seja suficiente para cobrir os custos operacionais e permitir um retorno igual ao WACC sobre os ativos iniciais e investimentos realizados no período.

$$A_0 = \sum_{i=1}^N \left[\frac{(RO_i (1 - X_e)^{(i-1)} - TRIB_i - O \& M_i - d_i) * (1 - g) + d_i - Inv_i}{(1 + r_{WACC})^i} \right] + \frac{A_N}{(1 + r_{WACC})^N} \quad (6)$$

Sendo g a alíquota do Imposto de Renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e A_N o valor dos ativos no final do período tarifário.

Para se utilizar a metodologia de FCD, através desta equação, é necessário construir um cenário com base nas seguintes variáveis: receita; custos operacionais; investimentos; e base de remuneração.

1. Receita

A receita tarifária é determinada a partir do mercado de energia elétrica previsto para o período tarifário e pela tarifa média do reposicionamento tarifário. A previsão de mercado de energia elétrica é obtida por meio do mercado do Ano-Teste, informado pela concessionária e validado pela ANEEL; pelos valores históricos do consumo de energia; pelo número de consumidores das categorias tarifárias (residenciais, industriais, comerciais, rurais e outros); e pela previsão de crescimento das variáveis macroeconômicas estabelecidas por instituições com fé pública. É importante ressaltar que a previsão de mercado, ajustada pela ANEEL, será discutida com cada concessionária.

O mercado de energia elétrica é uma variável de grande relevância na determinação do valor do componente X_e , uma vez que, no momento do reposicionamento tarifário, é assumido que a empresa possui um nível de custos e investimentos eficientes. Isto implica que a produtividade refletida pelo componente X_e do Fator X está ligada aos ganhos de escala que a empresa obterá ao atender uma demanda maior, com custos incrementais menores do que os reconhecidos no momento do reposicionamento tarifário.

O consumo agregado de eletricidade tem uma relação de alta dependência com a atividade econômica, enquanto que a elasticidade preço relativamente baixa da demanda por eletricidade põe em evidência sua baixa resposta a variações no preço do bem. Por isso, a evolução dos preços não é considerada uma variável explicativa de importância. Por outro lado, a demanda por eletricidade está significativamente condicionada pela evolução da quantidade de clientes, por um lado, e pela evolução do PIB nacional. São precisamente estas variáveis explicativas as que são examinadas em detalhe pelo modelo econométrico. Uma vez confirmada a capacidade de previsão dessas variáveis explicativas mediante a análise de dados e séries estatísticas, estes modelos são usados para estimar a evolução futura da demanda.

O método adotado para realizar as projeções de mercado é o modelo econométrico de regressão linear clássica, denominado mínimos quadrados ordinários. Assim, o consumo de energia elétrica é estimado a partir do seguinte modelo:

$$\text{CONS} = \alpha_1 + \alpha_2 * \text{PIB} + \alpha_3 * \text{CLI}$$

Onde:

CONS = vendas de energia elétrica em MWh no período t (em logaritmos);

PIB = Produto Interno Bruto nacional, a preços correntes, no período t (em logaritmos);

CLI = quantidade de consumidores da distribuidora no período t (em logaritmos);

α_1 é a constante da linha de regressão (consumo autônomo);

α_2 e α_3 são os coeficientes da regressão e representam, respectivamente, a elasticidade produto da demanda e a elasticidade da demanda em relação ao número de consumidores da distribuidora¹. (Uma característica importante dos modelos com séries em logaritmos, muito utilizados nos trabalhos empíricos, é que os coeficientes α_2 e α_3 representam as elasticidades das variáveis respectivas à variável que se está explicando, neste caso as vendas de energia elétrica)

Para estimar a quantidade de novos clientes que se conectarão ao serviço de distribuição na área servida utiliza-se um modelo econométrico clássico de regressão linear (Método dos Mínimos Quadrados Comum). Os novos consumidores a serem incorporados serão estimados por categoria de consumo (Residencial, Comercial, Industrial, Rural e Outros), utilizando informação histórica da quantidade de clientes (desagregados por categoria de consumo) e de população da área de concessão (desagregada por rural e urbana), para o período mais longo disponível. Para estimar a taxa futura de crescimento da população, utiliza-se um modelo que reflete a tendência histórica.

Na tabela seguinte apresentam-se os modelos utilizados, que representam, em cada caso, o melhor ajuste possível em função dos dados disponíveis para projetar a quantidade de clientes de cada categoria de consumo e a elasticidade-população obtida, isto é, o coeficiente que acompanha à variável explicativa população.

Categoria de consumo	Modelo Especificado
Residencial	$\text{CLIRES} = \alpha_1 + \alpha_2 * \text{POPURB}$
Comercial	$\text{CLICOM} = \alpha_1 + \alpha_2 * \text{POPURB}$
Industrial	$\text{CLIIND} = \alpha_1 + \alpha_2 * \text{POPTOT}$
Rural	$\text{CLIRUR} = \alpha_1 + \alpha_2 * \text{POPRUR}$
Outros	$\text{CLIOTR} = \alpha_1 + \alpha_2 * \text{POPTOT}$

Onde:

- CLI representa a quantidade de consumidores (em logaritmos) correspondente à categoria. RES: residencial; COM: comercial; IND: industrial; RUR: rural; OTR: outros.
- POPURB, POPRUR e POPTOT representam a população urbana, a população rural e a população total correspondente à área de concessão, respectivamente.
- α_n são os coeficientes lineares de regressão, resultantes da aplicação do modelo.

Para estimar as vendas físicas futuras de energia elétrica, foram realizados testes com as séries de dados disponíveis, que a priori têm uma relação aparente com o consumo de eletricidade como: PIB, população, preços médios de eletricidade, número médio de consumidores. A partir dos resultados desses testes foram escolhidas aquelas variáveis com melhor ajuste e capacidade de previsão. As variáveis independentes que demonstraram melhores qualidades e capacidade de previsão foram o PIB real e a população.

As vendas são estimadas segregadas por categoria de consumo (Residencial, Comercial, Industrial, Rural e Outros), utilizando informação histórica da quantidade de vendas e quantidade de clientes para o período mais longo disponível, assim como as estimativas de clientes calculadas conforme já exposto, segregados por categoria de consumo. Também é utilizado como variável independente o Produto Interno Bruto nacional, a preços constantes, para o mesmo período histórico.

Em virtude de ser aplicado um modelo que utiliza o PIB como variável explicativa das vendas de energia, são considerados três cenários futuros de crescimento econômico que determinarão um intervalo (limitado por um máximo e um mínimo) para os valores da demanda de energia elétrica futura.

O Caso Base representa um cenário moderado, construído com base em informações disponibilizadas pelo Banco Central do Brasil. Sobre este cenário são constituídas duas alternativas: a) Cenário Pessimista (onde o PIB cresce um ponto percentual a menos que no Caso Base); b) Cenário Otimista, onde se considera que o PIB cresce um ponto percentual acima do Caso Base.

A partir do Caso Base determinam-se cenários alternativos com o propósito de mostrar a sensibilidade das projeções frente a variações no PIB. Também é feito teste de consistência mediante a utilização da média histórica de participação do PIB estadual (onde está localizada a concessão) no PIB nacional.

Na tabela seguinte apresentam-se os modelos utilizados (que representam, em cada caso, o melhor ajuste possível) para projetar as vendas de cada categoria de consumo.

Categoria de consumo	Modelo Especificado
Residencial	$CONSRES = \alpha + \alpha_1 * PIB + \alpha_2 * CLIRES$
Comercial	$CONSCOM = \alpha + \alpha_1 * PIB + \alpha_2 * CLICOM$
Industrial	$CONSIND = \alpha + \alpha_1 * PIB + \alpha_2 * CLIIND$
Rural	$CONSRUR = \alpha + \alpha_1 * PIB + \alpha_2 * CLIRUR$
Outros	$CONSOTR = \alpha + \alpha_1 * PIB + \alpha_2 * CLIOTR$

Onde:

- CONS representa as vendas físicas de energia (em logaritmos) correspondentes à categoria, em MWh. RES: residencial; COM: comercial; IND: industrial; RUR: rural; OTR: outros.
- CLI representa a quantidade de consumidores (em logaritmos) correspondente à categoria.
- α_n são os coeficientes lineares de regressão, resultantes da aplicação do modelo.

Em todos os casos é calculado o parâmetro R^2 com a finalidade de quantificar o nível de ajuste dos modelos especificados.

Os modelos elaborados utilizam logaritmos naturais para as variáveis em estudo. O uso de logaritmos naturais é muito comum no trabalho econométrico. A razão fundamental de seu uso é a propriedade destes de expressar a relação entre variáveis mediante a mudança proporcional nas mesmas. Desta maneira, o coeficiente estimado nas regressões é interpretado como o efeito de uma mudança de uma unidade da variável dependente sobre a variável independente. Em outras palavras, o uso de logaritmos nas variáveis da regressão permite que os coeficientes obtidos sejam iguais às elasticidades.

Tanto para a previsão do número de novos clientes quanto para a estimação das vendas futuras de energia elétrica, e, para cada categoria de usuários, é realizada uma análise detalhada dos valores dos parâmetros mais relevantes e a avaliação da sua consistência do ponto de vista estatístico.

Assim, o valor do erro padrão mostra o intervalo de confiança onde se encontra a ordenada à origem. Quanto mais baixo o erro padrão com relação ao valor absoluto do parâmetro, maior a robustez de previsão do modelo.

A estatística t assinala a relevância da variável independente. Se o intervalo de confiança do valor da variável não inclui o zero, isso revela a relevância da mesma. O valor da probabilidade, quanto mais próximo de zero, com maior solidez refuta-se a hipótese sobre a irrelevância da variável independente, e conseqüentemente, maior é a robustez do modelo para prever o valor da variável dependente a partir do parâmetro estimado para a variável independente.

Finalmente, é avaliada a consistência dos valores da R^2 e da R^2 ajustada.

Quanto aos indicadores da capacidade de previsão do modelo em seu conjunto, considera-se a estatística F e verifica-se se todos os coeficientes das variáveis na regressão são diferentes de zero (isto denota a capacidade de previsão das variáveis independentes utilizadas na regressão). Como no caso da prova com a estatística t, a probabilidade da estatística F permite rechaçar a hipótese de que os coeficientes sejam iguais a zero.

Uma vez obtidos as necessidades de receita, e com os dados das vendas físicas de energia elétrica, obtêm-se o preço médio do reposicionamento tarifário (em R\$/MWh vendido), como o cociente entre o valor da Parcela B definida na revisão tarifária e o mercado de vendas do primeiro ano do novo período tarifário (ano-teste). Nos anos seguintes desse período, tal preço base será modificado com a inclusão de um componente X_e com o propósito de refletir os ganhos projetados de produtividade.

2. Custos operacionais

Os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são calculados para a concessionária mediante a metodologia de “Empresa de Referência”, referenciados a data do reposicionamento tarifário.

2.1. Custos de O&M

Os custos de pessoal de O&M são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de empregados, que considera a evolução prevista da quantidade de consumidores e o índice de produtividade (relação consumidores/empregados) utilizado para a Empresa de Referência. O valor desse índice é mantido

constante até o final do período tarifário. O restante dos custos de O&M é projetado sobre a base de crescimento das vendas de energia elétrica, assumindo proporcionalidade entre esses custos e as vendas totais.

2.2. Custos de gestão comercial

Os custos de pessoal da gestão comercial são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de empregados, que considera a evolução prevista da quantidade de consumidores e o índice de produtividade (relação consumidores/empregados) utilizado para a Empresa de Referência. O valor desse índice é mantido constante até o final do período tarifário. Os demais custos de gestão comercial são projetados sobre a base de crescimento da quantidade de consumidores, assumindo proporcionalidade entre esses custos e a quantidade total de consumidores.

2.3. Custos de Administração

Os custos de pessoal de administração são projetados com base na previsão da quantidade de empregados, que considera a evolução prevista da quantidade de consumidores e o índice de produtividade (relação consumidores/empregados) utilizado para a Empresa de Referência. O valor desse índice é mantido constante até o final do período tarifário. Os demais custos de administração são mantidos constantes nos valores definidos para a Empresa de Referência.

2.4. Depreciação

É a depreciação dos ativos físicos correspondentes às instalações de distribuição que formam a base de remuneração da concessionária. As taxas de depreciação e a base de remuneração são aquelas estabelecidas na revisão tarifária periódica.

2.5. Impostos

Para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro líquido é considerada a alíquota de 34%.

3. Investimentos e Base de Remuneração

3.1. Investimentos

Com a finalidade de realizar o cálculo do componente X_e , é necessário dispor da estimativa dos fluxos de investimentos da distribuidora no período tarifário. As projeções incluem os investimentos de expansão do sistema, para atender o crescimento do mercado devido à incorporação de novos consumidores e o aumento de carga dos consumidores existentes. Também são projetados os investimentos requeridos para a renovação dos ativos de distribuição que chegaram ao final de sua vida útil.

Assim, os investimentos projetados são aqueles relativos ao sistema de subtransmissão (ou seja, entre as tensões de 34,5 kV e 230 kV) e aqueles do sistema de distribuição (tensões inferiores a 34,5 kV). A metodologia aplicada para estimar a projeção dos investimentos em distribuição fundamenta-se em leis teórico-empíricas, apoiadas no incremento do valor do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) para atender o crescimento horizontal e vertical. O modelo baseia-se, principalmente, nas premissas de ALBOURY, Yves. “Análisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas de Eletricidad y Agua”, 1983, Editorial BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento).

Como mencionado anteriormente, além da projeção dos investimentos em distribuição, é necessário incorporar a projeção dos investimentos relacionados à rede de subtransmissão. Estes últimos não somente estão relacionados ao crescimento da demanda, mas também dependem de outros fatores pontuais tais como: a confiabilidade do sistema, o ingresso de novos geradores, a regulação de tensão, etc.

Por isso, não é comum sua estimativa por métodos globais, sendo freqüentemente necessário efetuar estudos pontuais do sistema de potência. Desta forma, são considerados os investimentos em subtransmissão projetados pelas próprias distribuidoras, após análise de razoabilidade de tais projeções pela ANEEL.

Com relação aos investimentos em renovação, projetam-se as renovações necessárias para a substituição dos ativos que chegaram ao fim de sua vida útil.

Vale ressaltar que os investimentos necessários são exclusivamente investimentos em instalações de distribuição, já que os investimentos relacionados à gestão comercial, administração, e outros, como veículos, software, etc. são reconhecidos nos custos da “Empresa de Referência”.

3.1.1 Metodologia aplicada

Apresenta-se a seguir a metodologia para a projeção dos investimentos, tanto de expansão como de renovação dos ativos físicos de distribuição.

3.1.1.1. Investimentos em expansão da distribuição

Os investimentos relacionados com a expansão do sistema de distribuição estão associados ao crescimento da demanda de energia elétrica, na qual se verificam, em geral, economias de densidade superiores às economias de escala. Como anteriormente mencionado, dentro do crescimento da demanda deve-se diferenciar o crescimento horizontal do vertical. O primeiro é devido à incorporação de novos consumidores e o segundo ao aumento do consumo dos consumidores existentes.

Na bibliografia utilizada como base para o desenvolvimento desta metodologia (Albourn, 1983), postula-se que o desenvolvimento das redes de distribuição de energia elétrica pode ser bem explicado mediante a seguinte relação empírica:

$$\left(\frac{L}{S}\right) = k \times \left(\frac{Q}{S}\right)^b$$

Onde:

- L = ativos físicos de distribuição em uma área S;
- Q = demanda na área S;
- b = coeficiente menor que a unidade (evidenciando as economias de densidade);
- k = constante de proporcionalidade entre ativos por unidade de superfície e demanda por unidade de superfície.

Esta equação baseia-se no fato de que um aumento da densidade de carga, por unidade de área, gera um crescimento proporcionalmente menor de ativos físicos, por unidade de área. Desenvolvendo a expressão diferencial total dL com relação a Q e S, a partir da igualdade anterior, e reordenando-a algebricamente, resulta-se na seguinte equação:

$$\left(\frac{dL}{L}\right) = b \times \left(\frac{dQ}{Q}\right) + (1-b) \times \left(\frac{dS}{S}\right)$$

Onde:

- dL/L = crescimento dos ativos físicos de distribuição
- dQ/Q = crescimento da demanda

$dS/S =$ crescimento da área coberta pela rede de distribuição
 $b =$ coeficiente que reflete as economias de densidade.

O crescimento da superfície coberta pelo serviço da rede de distribuição pode ser considerado como proporcional ao crescimento no número de clientes. Desta forma, a equação anterior pode ser descrita da seguinte forma:

$$\left(\frac{dL}{L}\right) = b \times \left(\frac{dQ}{Q}\right) + (1-b) \times \left(\frac{dN}{N}\right)$$

Na equação anterior dN/N é o crescimento relativo de clientes na área considerada. Foram considerados os seguintes valores para os coeficientes “b”, que refletem economias de densidade no crescimento da demanda para os diferentes tipos de ativos que constituem a rede de distribuição:

Linhas (por km): $b = 0,6$
 Subestações MT/BT (por unidade): $b = 0,9$
 Ramal de consumidor (por unidade): $b = 0$

Partindo da premissa anterior e do AIS para linhas, subestações transformadoras e ramais de distribuição, é possível estimar a projeção dos investimentos, ano a ano, como o produto do crescimento relativo (expresso em percentagens) pelo AIS respectivo.

3.1.1.2. Investimentos em renovação de distribuição

Para a estimativa dos investimentos em renovação, parte-se da premissa de que todos os anos são renovados os ativos que chegaram ao fim de sua vida útil. Para cumprir com essa premissa é necessário efetuar a renovação da rede realizada em uma quantidade de anos igual à vida útil das instalações. Obtém-se então que os investimentos em renovação para cada tipo de ativo será dado por:

$$INVESTIMENTOS\ EM\ RENOVAÇÃO = \sum_{k=1}^{\infty} AIS_{-kn} \times T(\%)$$

Onde:

$n =$ Vida útil do ativo considerado expresso em anos.

$AIS_{(-kn)} =$ AIS correspondente ao ano $(-kn)$, isto é, a base de capital do ativo considerado no ano $(-kn)$, sendo n a vida útil. Por exemplo, se o ativo tiver uma vida útil de 30 anos, AIS $(-kn)$ reflete a base de capital desse ativo múltipla de 30 anos atrás, a valores atuais (ou seja, descontando-se os investimentos em expansão da base de capital atual).

$T\% =$ taxa de crescimento médio anual do AIS

Para o cálculo do AIS_{-n} aplica-se a seguinte expressão:

$$AIS_{-kn} = \frac{AIS\ ATUAL}{(1+T)^{kn}}$$

Na fórmula anterior considerou-se que houve um crescimento de $T\%$ anual nos últimos n anos, sendo n , como mencionado, a vida útil das instalações. Em consequência, os investimentos em renovação surgirão aplicando as fórmulas anteriores da seguinte maneira:

$$INVESTIMENTOS EM RENOVAÇÃO = \frac{AIS \text{ ATUAL} \times T(\%)}{(1+T)^n - 1}$$

Ao quociente $T(\%) / ((1+T)^n - 1)$ denomina-se fator de renovação. Dessa forma, para cada ativo, em função de sua vida útil, tem-se associado um fator de renovação e, portanto, investimentos associados à substituição de ativos. Em relação à taxa $T(\%)$, é necessário dispor dos valores da série histórica de crescimento dos ativos elétricos nos últimos 30 anos (vida útil estimada dos ativos). Adota-se uma percentagem regulatória que representa a média das taxas máximas de crescimento para crescimento de ativos de distribuição e de ramais de consumidores. Dado que os valores adotados são taxas de crescimento máximas dos ativos, isso permite calcular um fator de renovação que, aplicado ao AIS respectivo, resulta nos investimentos mínimos esperados em renovação. Com relação às vidas úteis, são utilizados os valores aplicados pela ANEEL com fins contábeis, assim como para o cálculo da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) na revisão tarifária.

Observe-se que, como já mencionado, esse modelo de projeção de investimentos baseia-se em previsões de demanda e, em conseqüência, tem uma qualidade de ajuste superior naquelas atividades de distribuição elétrica cujo crescimento da demanda encontra-se em um estado estacionário. No caso do Brasil, tendo ocorrido um racionamento no ano 2001 e devido à recuperação em 2003, advém uma situação de instabilidade na demanda, o que tem impacto direto nos investimentos necessários para abastecê-la. Por esse mesmo motivo, o presente modelo não contempla, em suas projeções, os investimentos de caráter extra-tendencial. Por outro lado, os investimentos de distribuição projetados com o modelo não incluem os seguintes itens, devido a que estes foram anteriormente considerados nos custos eficientes da Empresa de Referência e suas projeções associadas: i) Telecomunicações; ii) Serviços de escritório; iii) Edifícios, mobiliários e equipamentos não associados às instalações elétricas; iv) Informática; v) Veículos; e vi) Ferramentas.

3.1.1.3. Investimentos em Subtransmissão

Esses investimentos, além de dependerem do crescimento da demanda e da quantidade de clientes, relacionam-se a outros fatores tais como a segurança e confiabilidade na operação da rede, regulação de tensão, incorporação de novos geradores, cargas pontuais de grande magnitude, interconexões da rede existente etc. Por este motivo, e como já indicado, não é possível estimar estes investimentos por métodos teórico-empíricos, sendo necessário efetuar estudos de potência específicos para cada caso particular.

Por esses motivos e para cálculo do componente X_e , incorporaram-se os investimentos em subtransmissão estimados pelas próprias distribuidoras após a análise de razoabilidade realizada pela ANEEL. Para isso, dos planos de investimento apresentados pelas concessionárias, discriminaram-se os relativos a subtransmissão (tensões entre 34,5 kV e 230 kV) em relação aos de distribuição.

3.1.2. Projeções do ativo imobilizado em serviço (AIS)

Os AISs de distribuição e de subtransmissão são calculados somando-se ao AIS do ano base os investimentos em expansão e renovação. Como os investimentos em subtransmissão não são discriminados em expansão e renovação, para obter essa abertura, são utilizadas as mesmas porcentagens de expansão e renovação adotadas para os ativos de distribuição.

3.1.3. Dados utilizados pelo modelo

Os dados de entrada requeridos pelo modelo de estimativa dos investimentos em distribuição são os seguintes:

- i) base de remuneração regulatória líquida, obtida pela aplicação da Resolução nº [493/2002](#) da ANEEL;
- ii) estimativa da percentagem de distribuição - subtransmissão sobre o total do AIS;
- iii) estimativa da percentagem de Linhas, Estações e Ramais sobre o total do AIS de distribuição;
- iv) projeções de consumidores e do mercado de energia elétrica;
- v) taxas de crescimento históricas dos ativos de distribuição;
- vi) vida útil média das instalações.

As informações dos itens (ii) e (iii) foram obtidas com base no Valor Novo de Reposição (VNR) calculado para as concessionárias e aplicadas sobre os ativos obtidos de acordo com a Resolução nº [493/2002](#). Para (ii) foram utilizados valores médios, uma vez que o cálculo do VNR mostra que esses valores não apresentam grande dispersão na prática. A estimativa da percentagem de distribuição e subtransmissão sobre o total do AIS baseou-se no cálculo do VNR, sobre o qual se determinou à parte do AIS de subtransmissão a partir dos dados dos ativos discriminados nesse cálculo. Desta maneira, os resultados das projeções de investimentos estão em moeda constante, atualizados até data de início do período tarifário. Para o item (iv) são considerados os valores determinados nas previsões de demanda apresentadas no item 1 anterior. A determinação das informações relativas ao item (v) é obtida de acordo com o mencionado no item 3.1 acima. No referente ao item (vi), consideram-se as vidas úteis aplicadas pela ANEEL para a depreciação dos ativos e consideradas na Resolução nº [493/2002](#).

4. Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

A base de remuneração regulatória a ser considerada é o valor dos ativos físicos da concessionária atualizados na data da revisão tarifária periódica, líquida de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da Empresa de Referência. O valor residual é estimado somando ao valor dos ativos no início, os investimentos líquidos de depreciações do período tarifário. Para o capital de giro adota-se como critério regulatório valor igual a 5% do montante da Parcela B sem impostos.

ANEXO II COMPONENTE DE QUALIDADE (X_c)

O componente X_c será obtido por meio do modelo benchmark, onde é estipulado um benchmarking único que cada concessionária deverá superar, sendo assim premiada, caso contrário será penalizada. O valor de X_c será calculado em cada reajuste tarifário anual, segundo o procedimento descrito a seguir:

$$X_c = \frac{IASC_b - IASC_c}{14}$$

Sendo X_c limitado ao intervalo $-1 \leq X_c \leq 1$.

Onde:

$IASC_C$ = Último Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor disponível na data do reajuste tarifário anual relativo à concessionária, determinado segundo metodologia definida pela ANEEL para cálculo desse índice de satisfação; e

$IASC_b$ = Benchmarking de índice de satisfação.

O IASC tem como objetivo avaliar a partir da percepção dos consumidores o grau de satisfação com as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Para geração do índice de satisfação (IASC) por concessionária, utilizam-se as médias obtidas pela empresa nos indicadores de Satisfação Global, Desconformidade Global, e Distância para uma Empresa Ideal, ponderadas pelos respectivos pesos.

Para esse cálculo, é considerada a amplitude da escala. Ou seja, numa avaliação péssima, os escores mínimos alcançados correspondem ao ponto 1 nas três escalas, ponderados pelos pesos de cada indicador na variável latente. Da mesma forma, o escore máximo possível de ser alcançado é o ponto 10 em cada escala, ponderado pelo peso correspondente na relação com a variável latente.

Para cada um dos indicadores acima mencionados, o intervalo 7-8 da escala corresponde à avaliação indicada a seguir:

- Satisfação Global: Satisfeito
- Distância para a Empresa Ideal: Perto do Ideal
- Desconformidade Global: Melhor que o esperado

Se uma concessionária é avaliada com ao menos 7 pontos em cada um desses indicadores e, portanto, o IASC é maior ou igual que 70, isso indica que a performance da empresa é avaliada como perto da ideal, melhor que o esperado e os seus clientes estão globalmente satisfeitos.

Pelos motivos expostos, parece então razoável considerar o valor de IASC = 70 como o “benchmarking” ou referência para a aplicação da componente X_c do Fator X. Este valor deverá ser aplicado de forma geral, para todas as concessionárias.

Nos termos apresentados, demonstra-se que o componente X_c pode resultar em punição ou em prêmio à concessionária de forma simétrica, dependendo exclusivamente da avaliação do consumidor em relação ao serviço prestado por sua concessionária.

Do ponto de vista conceitual, a aplicação regulatória do componente X_c é extremamente importante quando se considera a condição de cliente cativo do serviço monopólico de distribuição de energia elétrica. É evidente que o ponto de vista desse usuário é, por definição, subjetivo. Porém, é igualmente evidente o impacto econômico e institucional que exerce a opinião do usuário de um serviço sobre o prestador desse serviço, quando essa prestação está sujeita às regras da concorrência – ainda que essa opinião seja subjetiva.

ANEXO III COMPONENTE X_a (RESOLUÇÃO CNPE Nº 1, DE 4 DE ABRIL DE 2003)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), mediante a Resolução [nº 1](#), de 4 de abril de 2003, aprovada pelo Presidente da República, determinou que a ANEEL “(...) mantido o critério de reajuste contratual da Parcela B da receita da concessionária de distribuição de energia elétrica pela variação do IGPM + X, defina metodologia de cálculo dos valores de X a serem aplicados nos reajustes tarifários anuais considerando, para o componente mão de obra da parcela B, índice que reflita o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira.”

Isso posto, conforme as Resoluções da ANEEL que estabeleceram as revisões tarifárias periódicas no ano de 2003, até o presente momento, o Fator X foi descrito como formado pelos componentes X_e e X_c e X_a , mencionados nos Anexos I e II, respectivamente, sendo este último componente estabelecido para atender a Resolução CNPE [nº 1/2003](#). A metodologia definida permite determinar o valor do componente X_a de modo que a aplicação do índice (IGPM - X_a), em cada reajuste tarifário anual, assegure a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário.

Para fins de determinação de X_a , deve-se levar em conta que a Parcela B compõe-se de três elementos:

- i) Custos operacionais (CO) da concessionária;
- ii) Remuneração sobre o capital e a depreciação, baseadas na avaliação dos ativos efetivamente necessários para a prestação do serviço de distribuição. A soma destes dois componentes da remuneração é denominada de RC; e
- iii) Tributos.

A seguir são apresentados os procedimentos e fórmulas para o ajuste de cada um desses elementos, de forma a contemplar o componente X_a .

1. Índice de Ajuste dos Custos Operacionais (CO)

O método de determinação dos custos operacionais (CO) mediante a denominada Empresa de Referência (ER) permite estabelecer, para cada concessionária distribuidora, as parcelas desses custos que correspondem, respectivamente, a materiais e equipamentos (CO_{ME}) e mão de obra (CO_{MO}). Obviamente, deve ser observado que $CO_{ME} + CO_{MO} = CO$.

O IGP-M é um índice adequado para refletir a evolução do CO_{ME} durante o período tarifário, enquanto que o IPCA é um índice adequado para refletir a evolução do CO_{MO} . Para ajustar o valor de CO em cada ano do período tarifário, pode-se aplicar a fórmula a seguir, na qual IACO é o índice de ajuste dos custos operacionais:

$$IACO = \left(\frac{CO_{ME}}{CO} \right) \times IGPM + \left(\frac{CO_{MO}}{CO} \right) \times IPCA \quad (8)$$

O valor anual do índice IACO resultante da equação acima é específico para cada concessionária.

2. Índice de Ajuste da Remuneração sobre o Capital e da Depreciação

O parâmetro RC refere-se à remuneração sobre o capital e a depreciação da concessionária. Esses valores são estabelecidos no momento da revisão tarifária periódica.

A remuneração sobre o capital e a depreciação são proporcionais ao valor de reposição desses ativos ou a base de remuneração regulatória bruta (BRRb). O valor da BRR bruta deve ser determinado segundo os procedimentos descritos na Resolução ANEEL nº [493/2002](#). Também pode ser considerado o denominado Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos necessários para o serviço (adaptados), calculado segundo o procedimento exposto no Anexo IV das Notas Técnicas sobre a revisão tarifária periódica das concessionárias distribuidoras, apresentadas pela ANEEL nas audiências públicas específicas sobre cada revisão. Esse procedimento permite estabelecer com razoável precisão, para os ativos de cada concessionária, as parcelas da BRRb (obtidas de acordo com a Resolução nº 493/2002) que correspondem, respectivamente, a materiais e equipamentos (CC_{ME}) e a mão de obra (CC_{MO}). Obviamente, deve ser observado que $CC_{ME} + CC_{MO} = BRRb$.

Para ajustar o valor do parâmetro RC durante o período tarifário pode-se então aplicar a fórmula:

$$IARC = \left(\frac{CC_{ME}}{BRR_b} \right) \times IGPM + \left(\frac{CC_{MO}}{BRR_b} \right) \times IPCA \quad (9)$$

O valor do IARC resultante da equação acima também é específico para cada concessionária.

3. Índice de Ajuste dos Tributos

O índice de ajuste considerado para os tributos é o IGPM.

4. Cálculo do Componente X_a

A partir do exposto anteriormente pode ser obtido um índice de ajuste da Parcela B da Concessionária (IAPB) que faz com que o valor determinado no reposicionamento tarifário seja mantido inalterado em termos reais, assegurando dessa forma a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida na data da revisão tarifária periódica, da forma como segue.

$$IAPB = \left(\frac{CO}{VPB} \right) \times IACO + \left(\frac{RC}{VPB} \right) \times IARC + \left(\frac{TOE}{VPB} \right) \times IGPM \quad (10)$$

onde:

RC = remuneração sobre o capital e a depreciação;

CO = custos operacionais;

TOE = tributos e outros encargos;

VPB = valor da Parcela B da receita da concessionária;

O valor de IAPB obtido pela aplicação das equações (8), (9) e (10) é determinado para cada concessionária na respectiva data de reajuste tarifário anual, a partir dos valores reais dos índices IGP-M e IPCA, registrados no período de 12 meses imediatamente anteriores a essa data.

Tem-se então que em cada reajuste tarifário anual a condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no reposicionamento tarifário é mantida se:

$$IGPM_i - X_{ai} = IAPB_i$$

Ou seja:

$$X_{ai} = IGPM_i - IAPB_i$$

ANEXO IV

APLICAÇÃO DO FATOR X NOS REAJUSTES TARIFÁRIOS

O Fator X tal que $(IGPM - X)$ é aplicado à Parcela B da receita da concessionária em cada reajuste tarifário anual do tarifário, de modo de contemplar o exposto na seção anterior, resulta da seguinte igualdade:

$$VPB \times (IGPM - X) = [VPB \times (1 - X_e - X_c)] \times (IGPM - X_a)$$

Ou seja:

$$X = (X_e + X_c) \times (IGPM - X_a) + X_a$$

Sendo:

X_c ; X_c ; e X_a = componentes calculados conforme Anexo I, II e III, respectivamente, em percentuais.
IGPM = número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM , da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”.