

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ (UFC)
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO, ATUÁRIA, CONTABILIDADE E
SECRETARIADO (FEAAC)
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM ESTRATÉGIA E GESTÃO EMPRESARIAL

**UMA AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO FATOR X
NA MARGEM DAS DISTRIBUIDORAS
DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL**

ANDRÉ SAMPAIO HOLANDA DE OLIVEIRA

FORTALEZA – CEARÁ
2006

ANDRÉ SAMPAIO HOLANDA DE OLIVEIRA

UMA AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO FATOR X NA MARGEM DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL

Monografia apresentada ao curso de Pós-Graduação em Estratégia e Gestão Empresarial da Universidade Federal do Ceará (UFC) como requisito parcial para obtenção do título de Especialista.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Antonio Martins Lima

Monografia aprovada em: ____/____/____

FORTALEZA – CEARÁ
2006

Dedico esta monografia à minha família, aos amigos
e à Companhia Energética do Ceará (Coelce),
pelo grande apoio, amor e carinho sempre recebidos.

Agradeço a Deus pelos frutos colhidos durante meu curso.

Agradeço a toda minha família, por sua presença em todas as etapas para realização da pós-graduação. Ao professor Dr. Marcos Lima, pela orientação e efetiva presença nas etapas de elaboração da minha monografia. Aos meus amigos que estiveram me apoiando, torcendo, sem medir esforços, pela conclusão do curso, desejando sempre o meu sucesso. A todos os outros colegas, professores e servidores do Curso de Especialização do CETREDE em Fortaleza.

A toda equipe da gerência de regulação e mercado da Coelce, pela formação crítica dos meus conhecimentos que serviram de base para o desenvolvimento dessa monografia.

Vocês são essenciais.

*“Uma vez que você tenha experimentado voar, você andar pela terra com seus
olhos voltados para céu, pois l você esteve
e para lá você desejar voltar.”
(Leonardo da Vinci)*

Resumo

O presente trabalho procura avaliar os impactos econômicos e financeiros do fator X dentro da margem de uma distribuidora de energia elétrica, procurando avaliar, dentro de cenários previamente estabelecidos, a sensibilidade de cada componente do X no todo, projetando, em conseqüência, os riscos inerentes ao modelo ainda em maturação. Tecnicamente conhecida como parcela B, a margem da concessionária é influenciada diretamente com o valor calculado do X quando dos reposicionamentos tarifários a cada 4 ou 5 anos, e, anualmente, em cada reajuste tarifário. Através de um modelo inglês utilizado na *British Telecon* e importado ao novo modelo do setor elétrico brasileiro, também inglês, podemos destacar, entre outros pontos, que o fator X procura compartilhar os ganhos entre os envolvidos no sistema elétrico de distribuição, distribuidores e consumidores, potencializando, ainda mais, a qualidade do produto e do serviço por parte das distribuidoras dentro de um custeio razoável para os consumidores daquela área de concessão. Mas para haver esse compartilhamento os critérios regulatórios econômicos sempre convergem para a modicidade tarifária. Por isso a preocupação de todos os agentes, pois a tarifa é a base para o equilíbrio econômico e financeiro previsto nos contratos de concessão. E mediando todo o sistema, aparece o papel do regulador, no caso do Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica. A ANEEL tem poder de mediar, ou melhor, de regular todo o trâmite entre os agentes e consumidores sem prejuízo às partes. Conhecida como poder concedente e regulatório, parte sempre dela o juízo final das metodologias que será aplicado, aqui nesse contexto e como exemplo específico, ao fator X. Enfim, a presente monografia, permitiu constatar: 1) diversas componentes que são altamente sensíveis às variações macro-econômicas ou mesmo nas definições perimétricas para o cálculo do X; 2) necessidades de aperfeiçoamentos nos critérios de definição do X, partindo de sua definição essencial; e 3) os riscos inerentes às metodologias aplicadas ao fator X.

Lista de Figuras

Figura 1: Cadeia da Regulação.....	17
Figura 2: Sistema Interligado.....	24
Figura 3: Balanço Energético	27
Figura 4: Cadeia de Suprimento de Energia Elétrica no Brasil.....	36
Figura 5: Composição da Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica (TF)	39
Figura 6: Composição da Tarifa de Energia Elétrica (TE)	39
Figura 7: Composição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	40
Figura 8: Receita de Distribuição de Energia Elétrica	41
Figura 9: Composição Tarifária	49
Figura 10: Regime de Regulação por Incentivos.....	55
Figura 11: Revisão Tarifária Periódica 2003 (Reposicionamento Tarifário)	55
Figura 12: Ganhos de Eficiência Efetivos.....	56

Lista de Gráficos

Gráfico 1: Comportamento da carga nos anos de 2004 e 2005.....	25
Gráfico 2: Participação da Matriz Energética no Brasil	28
Gráfico 3: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.....	32
Gráfico 4: Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora ..	32
Gráfico 5: Participação de Consumidores entre Classes Consumo no Brasil	35
Gráfico 6: Participação entre as classes de consumo no Brasil (GWh)	35
Gráfico 7: Composição dos Custos da Coelce (Reajuste de 2006).....	42
Gráfico 8: Parcela A x Parcela B (Ano 2006)	43
Gráfico 9: Evolução das tarifas médias no Brasil	44
Gráfico 10: Tarifas Médias entre as Classes de Consumo	45
Gráfico 11: Variação Numérica em Função dos Limites do %Xc	58
Gráfico 12: IPCA x Xa x IGPM	70
Gráfico 13: IPCA x IVI-X x IGPM.....	71
Gráfico 14: Influência das Componentes IVI-X (Cenário Empírico).....	72
Gráfico 15: Xe em Função das Variações das Componentes	76
Gráfico 16: Relevância das Curvas do Xe dentro do Intervalo de Variação.....	77
Gráfico 17: Amplitude das Curvas. Análise de Ganho x Risco.....	78

Lista de Quadros

Quadro 1: Potencial Hidrelétrico por Bacia Hidrográfica	29
Quadro 2: Composição da Receita Requerida de Distribuição	42
Quadro 3: Composição dos Itens de um Reposicionamento Tarifário	53
Quadro 4: Projeção dos Custos Operacionais	67
Quadro 5: Variáveis do Fator X (Cenário Empírico)	68
Quadro 6: Componentes do Xe (Cenário Empírico).....	73
Quadro 7: Projeção das Componentes do Xe (Cenário Empírico).....	74
Quadro 8: Cálculo do Xe (Cenário Empírico)	75
Quadro 9: Xe Calculado (Cenário empírico).....	75

Lista de Tabelas

Tabela 1: Evolução da Carga	25
Tabela 2: Demanda Máxima Instantânea.....	26
Tabela 3: Empreendimentos em Operação.....	28
Tabela 4: Número de Consumidores das Distribuidoras em 2004	33
Tabela 5: Consumo em GWh das Distribuidoras em 2004	34
Tabela 6: Encargos Setoriais da Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica ...	41
Tabela 7: Tarifas Médias por Subsistema	43
Tabela 8: Cronograma dos Reajustes Tarifário.....	50
Tabela 9: Poder de decisão da ANEEL (Composição da Revisão).....	51
Tabela 10: Variação do Xa em Função do IGP-M e do IPCA	69

Sumário

INTRODUÇÃO	12
Problemática	12
Objetivos	13
Objetivo Geral	13
Objetivos Específicos	13
Relevância do Tema	13
Metodologia	13
Estrutura da Monografia	14
1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA: Regulação e Concessão.....	15
1.1 Regulação Econômica	16
1.2 Contratos de Concessão: equilíbrio econômico financeiro.....	19
2 ESTRUTURA TARIFÁRIA	23
2.1 Características da Cadeia de Suprimento de Energia Elétrica.....	27
2.2 Tarifas de Energia Elétrica e de Uso do Sistema de Distribuição	36
2.3 Reajuste Tarifário e Reposicionamento Tarifário	45
3 FATOR X	54
3.1 Componente Xc	57
3.2 Componente Xa	60
3.3 Componente Xe	64
4 SIMULAÇÕES	68
5 ANÁLISE DE RISCO	79
CONSIDERAÇÕES FINAIS	81
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83

INTRODUÇÃO

Assim como vários outros setores da economia e as organizações em todo o mundo, o setor energético brasileiro vem passando por várias mudanças, que visam a aperfeiçoar os mecanismos de políticas públicas, mesmo sendo exercido por organizações privadas.

Problemática

Por muitos anos o modelo de tarifa pelo custo foi aplicado no Brasil. Na essência, este modelo se baseia na taxa de retorno garantida, onde os investimentos realizados retornam gradualmente ano a ano, através da depreciação e remuneração do valor residual. Por essa filosofia a tarifa é mais alta nos primeiros anos do que na lógica econômica, invertendo-se ao longo do tempo (DA ROSA, 2004).

Especificamente dentro de um modelo de competição por monopólio natural, o papel de um regulador é fundamental. Seu objetivo primordial é de promover ganhos satisfatórios por parte dos agentes dentro da cadeia de energia, sempre avaliando seus desempenhos ponderados pelas crescentes exigências demonstradas pelos consumidores.

Nesse contexto aparece o fator X. Uma componente dentro da correção da margem da distribuidora que tem como objetivo compartilhar os ganhos da concessionária com os consumidores.

Mas isso não é tão simples como pode estar parecendo. A própria agência reguladora de energia elétrica tem dificuldades de criterizar um modelo ótimo para cálculo do fator X. O atual X, como usualmente é conhecido, depende de diversas variáveis, sejam elas macroeconômicas ou por premissas regulatórias.

Daí a necessidade de melhor conhecer cada uma delas e procurar avaliar o reflexo de cada uma dentro do todo, e mensurar, em termos percentuais e reais, a sensibilidade envolvida.

Objetivos

A seguir, os objetivos geral e específicos são descritos.

Objetivo Geral

O objetivo central da presente monografia é avaliar o impacto do fator X dentro da margem das distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

Objetivos Específicos

O presente trabalho, dentre outros pontos, procurou: (1) estudar cada componente do fator X; (2) mensurar em termos percentuais e reais a sensibilidade de cada componente dentro do todo através de simulações com cenários empíricos, porém, bem próximos da realidade; e (3) identificar os riscos inerentes às metodologias atualmente aplicadas para o cálculo do X, bem como aquelas propostas pelo regulador para o segundo ciclo de revisão tarifária das distribuidoras.

Relevância do Tema

Para os agentes de distribuição, uma avaliação desse nível ajuda a identificar os pontos ótimos de ganhos e de risco dentro do modelo. Para o regulador é confortável avaliar onde o modelo paramétrico pode melhorar sem desconsiderar os princípios de equilíbrio econômico e financeiro. Para os consumidores, esse aparato identifica pontos que poderão servir para a modicidade tarifária quando da aplicação justa do modelo regulatório. E, finalmente, para os estudiosos no assunto esse estudo serve de base para a continuidade dos estudos futuros que forem necessários para o aprimoramento do tema.

Metodologia

O presente estudo adota uma técnica do tipo documental e bibliográfica, considerando as premissas de um modelo regulatório-econômico inglês, bem como dos fundamentos essenciais de eficiência e gestão.

O período de avaliação está convergente ligado aos anos que seguiram da Lei 8.987 de 13/02/1995, referente ao novo modelo do setor elétrico, mas dá ênfase

aos critérios propostos para o 2º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica.

Foram considerados os seguintes procedimentos de avaliação do fator X: (1) dados empíricos, mas próximos da realidade das distribuidoras de energia elétrica do Brasil; (2) propostas de aperfeiçoamentos pela ANEEL para o 2º ciclo de revisão.

Estrutura da Monografia

A estrutura da monografia consta de 5 (cinco) capítulos ao longo do seu desenvolvimento.

O Capítulo 1 consta de uma fundamentação teórica onde descreve todo o arcabouço regulatório implantado no Brasil, avaliando os fundamentos da regulação e da concessão sob o ponto de vista do regime monopolizado.

O Capítulo 2 apresenta uma descrição sobre a atual estrutura tarifária, levando em consideração a estrutura histórica e atual do mercado de energia elétrica.

O Capítulo 3 consta de um embasamento teórico de cada componente que compõe o fator X atual e que está sendo proposto para os próximos anos, identificando ainda as atuais premissas adotadas pela agência reguladora quando das metodologias aplicadas às tarifas referentes à modicidade em objeto.

O Capítulo 4 destaca diversas simulações através de cenários empíricos, mas com dados bem próximos da realidade das distribuidoras. O objetivo central desse capítulo está voltado para avaliação percentual e real da sensibilidade de cada componente do X, levando em consideração as propostas feitas pela ANEEL para o 2º ciclo, bem das contribuições feitas pelos agentes.

O Capítulo 5 consta de identificações dos riscos regulatórios do fator X inerentes ao modelo ainda em maturação.

1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA: Regulação e Concessão

Segundo Mateus (2006, p. 1), “sendo a democracia o sistema de governo ideal de uma país/nação, e a economia de mercado o sistema econômico mais eficiente que se conhece, é evidente que o funcionamento da concorrência é fundamental para evolução da sociedade”.

A democracia, de fato, teve sua aceitação quase que plena pela sociedade como um modelo ideal de funcionamento do sistema político, tendo como princípio básico o respeito pela liberdade individual dentro de um Estado de Direito com regra por maioria, mas respeito pela minoria, extinguindo-se, dessa forma, a idéia de um estado único para o qual, necessariamente, deveriam existir as condições prévias para definição de uma estrutura política, brotando então a tese de que o país se desenvolve através da perpetuação da democracia, formatando, como consequência, a estrutura ideal (MATEUS, 2006).

A prática da liberdade desenvolve ferramentas de auto-análise contribuindo para o desenvolvimento acelerado de um país ou de uma nação. Entende-se então que a utilização da democracia deve estar pautada como um meio de prospecção e evolução, e não como único ponto a ser relevado dentro de uma sociedade. Ou seja, outros pontos como cultura, ética, sentimento de dever, entre outros, interferem na formatação de uma democracia promissora e alavancadora.

No entanto, a presente monografia estará apoiada no modelo democrático como o ideal para a definição dos princípios da economia de mercado.

Assim sendo, uma sociedade, em sua essência, não evolui sem que os dois eixos político e econômico estejam alinhados com o mesmo propósito, daí, da mesma forma que se propôs um desenvolvimento político através da liberdade de expressão individual, limitada por decisões envolvendo a maioria (democracia), o modelo econômico deve aparecer atrelado aos mesmos conceitos desenvolvidos no âmbito político.

Daí a existência de um mecanismo básico de funcionamento da economia de mercado conhecida como concorrência ou competição. Este modelo tem

características de evolução e eficiência autônoma, sempre levando em conta a escassez de recursos e alavancagem máxima dos lucros.

Por que então a concorrência é tida como o modelo ótimo para evolução da economia e mercado, e também da evolução da própria sociedade consumidora? Em tese e na prática pode-se responder o questionamento através da identificação dos principais reflexos de uma concorrência: (1) re-definição de um produto em decadência; (2) controle e definição de preços justos do vendedor para o consumidor, objetivando a perpetuação da relação produto x consumo; (3) evolução tecnológica de produtos e processos.

Todos esses pontos ressaltados procuram em sua essência manter equilibrada a relação entre as partes interessadas dentro da economia de mercado, ganhando, de alguma forma, todos envolvidos e, indiretamente, a sociedade correlacionada. Mas essa “liberdade” tem regra. Principalmente quando se fala de mercados como o de serviço público.

A necessidade de impor regras em um regime de prestação de serviço público como o de distribuição de energia elétrica é fundamental. Evita distorções nos preços e na qualidade do produto sem, é claro, acabar com o conceito de concorrência e competição, mesmo sendo um serviço caracterizado como um monopólio natural. Por estas e outras razões, viu-se a necessidade de regular o sistema, sem prejuízo para as partes (distribuidora, consumidor e sociedade).

1.1 Regulação Econômica

Existem grandes “fatias” da economia em que o mercado competidor não interfere diretamente nas regras de definição dos produtos, preços, prazos e promoção. A alocação de recursos não é determinada de forma autônoma, exclusivamente, e sim através de decisões políticas ou pela utilidade pública. Isso é característica peculiar da Regulação.

O estado também não é intrusivo, ou não interfere diretamente nos processos da companhia. Não define preços, nem características dos produtos e nem processos. Porém utiliza um modelo de “definição das regras” através das agências ou autarquias (KANH, 1998).

Vale ressaltar que no início dos anos 1960, os princípios teóricos da regulação econômica tiveram uma redefinição em seus fundamentos, motivados pela fragilidade e incompletude teórica do modelo regulatório inicial, identificados pelas crescentes vertentes economicamente avançadas (PEANO, 2005).

O dilema então envolve a sociedade como um todo. Como pode um consumidor impedir que uma firma se beneficie de uma situação monopolista e fixe seu preço, obtendo lucros extraordinários? (PEANO, 2005).

Objetivando equacionar o dilema inicialmente criado, e não descaracterizando o modelo de competição ou de concorrência, o estado cria a agência reguladora, no caso, aqui representada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Abaixo, segue um esquemático que resume o processo de regulação em monopólios:

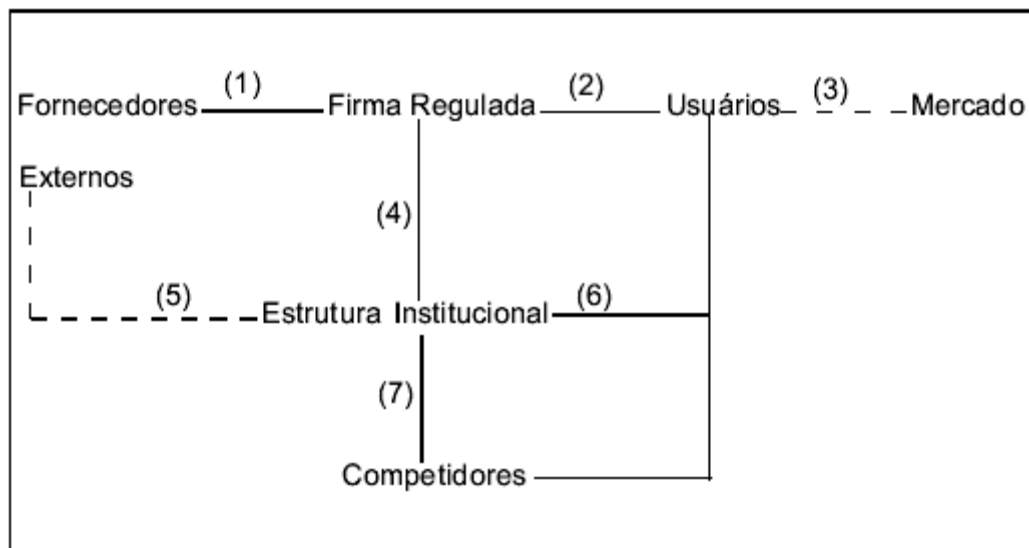


Figura 1: Cadeia da Regulação

Fonte: Fiani (1999).

Onde, na Figura 1 anterior, tem-se:

A organização regulada trata-se da firma na qual a(s) entidade(s) reguladora(s) exerce(m) sua atividade. Suposta como um monopólio natural.

A estrutura institucional é um termo genérico para representar não apenas o conjunto das entidades imediatamente responsáveis pela atividade regulatória da

empresa monopolista, mas todas aquelas de caráter governamental que tenham a possibilidade de interferir, seja direta ou indiretamente, na atuação dessas entidades.

Os fornecedores são os segmentos responsáveis pela oferta de equipamentos para a firma regulada. Os usuários são os consumidores finais dos produtos da firma regulada.

Na rubrica, os competidores da firma regulada, devem ser incluídos competidores efetivos e potenciais, atuantes no mesmo mercado ou em mercados de produtos substitutos, com capital de origem nacional ou transnacional.

O mercado externo engloba as exportações de empresas usuárias que utilizam como insumo os produtos ou serviços da firma regulada ou de suas competidoras.

Instituída pela Lei nº 9.427 de 26/12/1996, a ANEEL tratou de regularizar todas as concessões mediante a assinatura dos contratos de concessão.

Dessa forma, a regulação procura simular esses efeitos de concorrências, sempre visando promover e incentivar a prestação dos serviços públicos de qualidade a custos cada vez menores, em virtude de avanços de produtividade, e que serão refletidos em tarifas cada vez menores para os consumidores (DA ROSA, 2004).

Surgindo então, no momento, entre outras teorias para regulação econômica, a tese de “Regulação por Incentivos”, baseada na teoria dos Custos de Transição (PEANO, 2005) , onde o regulador tem o papel de “regular à distância”, oferecendo liberdade ao agente regulado em compor seus processos, o mais eficaz possível, sendo motivado através do compartilhamento de ganhos por produtividade e eficiência entre o próprio e o consumidor.

PEANO (2005) define 3 (três) princípios de regulação por incentivos que será adotado como premissas para o desenvolvimento da monografia, são eles:

(a) Regulação de mercado: que diz respeito à estrutura do mercado.

(b) Regulação de preços: que diz respeito à formação de custos; estrutura e regime tarifários; remuneração do capital investido; incentivos por aumento de produtividade; destino dos ganhos de eficiência.

(c) Regulação da qualidade: diz respeito à qualidade do produto e do serviço.

No Brasil o modelo adotado foi o modelo inglês de regulação. Conhecido como *RPI-X (Retail Price Index Minus X)*, o modelo inovador de regulação por incentivos, inicialmente aplicado à *British Telecom* em 1984, consiste basicamente em estabelecer um limite superior para o agente em determinação dos seus preços, sejam eles médios ou escalonados, através de um índice geral de preços e um redutor X a título do aumento de produtividade (ANEEL, 2002b).

1.2 Contratos de Concessão

Capaz de reduzir incertezas e promover a eficiência do setor elétrico, a abordagem de regulação econômica procura enfatizar as instituições reguladoras como redutoras ou mitigadoras das variáveis de risco decorrentes de fatores imprevistos ao longo do tempo, intrínsecas ao serviço público de fornecimento de energia elétrica em toda sua cadeia de suprimento. Este seria o caso da regulação de distribuição de energia elétrica, que atua no processo de governança dos contratos de concessão, numa relação do tipo agente-principal, o que implica lidar com problemas de informação assimétrica e de incentivo (PEANO, 2005)

Segundo DIXT (1998), agregar credibilidade no regime de concessão os comprometeros precisam ser críveis, o que, por sua vez, exige que sejam, (1) claros e observáveis por todos (tratamento *ex-ante*); e (2) irreversíveis (tratamento *ex-post*).

Critérios que possam estar definidos como regras gerais relativas a contingências imprevisíveis, sejam elas por natureza econômica ou política, ou ainda previstas como pontos específicos no contrato de concessão.

A mesma Lei 9.427/1996 que instituiu a ANEEL, disciplinou também o mercado de serviço público de energia elétrica quanto ao regime econômico e financeiro das concessões, garantindo a remuneração justa às distribuidoras e concessionárias em geral.

No que se refere à Agência Nacional de Energia Elétrica, gestora dos contratos de concessão no Brasil, está na Lei 9.427/1996, em seu art 3º:

Art. 3º. Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previsto em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL:

[...] II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para **a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos**;

[...] VIII - estabelecer, com vistas a **propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica** [...];

IX - zelar pelo **cumprimento da legislação de defesa da concorrência**, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica;

[...] XI - **estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição** [...];

[...] XIV - **aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre**;

XV - **promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado**;

XVI - **homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica** [...];

XVII - **estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica** [...];

XVIII - **definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição** [...];

[...] Art. 3-Aº. [...]

II - celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos [...] (ANEEL, 2006b).

Em resumo, os contratos procuram estabelecer todo o regime de regulação por incentivos, aportando as seguintes características:

(a) Estabelecem regras claras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores.

(b) Prevêem penalidades para os casos em que a fiscalização da ANEEL constatar irregularidades.

(c) Priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional.

(d) Prevêem ainda o incentivo à implantação de medidas de combate ao desperdício de energia e de ações relacionadas às pesquisas voltadas para o setor elétrico.

(e) Estabelecem que, quanto mais eficiente as empresas forem na manutenção e na operação das instalações de transmissão, evitando desligamentos por qualquer razão, melhor será a sua receita.

(f) Prevêem os critérios de equilíbrio econômico e financeiro da concessão, tendo repasse integral dos custos em que a concessionária não tem gerência econômica e administrativa.

(g) Têm vigência média entre 20 e 35 anos, podendo ser renovados por igual período, a critério da ANEEL.

Vale ressaltar o critério que prevê o equilíbrio econômico e financeiro da concessão. Estão previstas no contrato metodologias que tentam garantir o equilíbrio, como por exemplo, através do repasse integral dos custos em que a concessionária, no nosso caso específico, a distribuidora de energia elétrica, não tem gerência, bem como da revisão as tarifas, conforme disposto no art. 9º da Lei 8.987/1995, quando da necessidade reposicionamento ou recomposição da receita requerida.

As metodologias econômicas previstas no contrato que dizem respeito ao equilíbrio são definidas, basicamente, através de três mecanismos essenciais: (1) reajuste das tarifas anual; (2) reposicionamento tarifário ou revisão tarifária, previsto, em média, de 4 em 4 anos; e (3) reposicionamento extraordinário, em qualquer momento.

O primeiro reflete único e exclusivamente o repasse integral dos custos não gerenciáveis da concessionária (encargos, compra de energia e uso da rede básica), mantendo a mesma estrutura tarifária definida, inicialmente, quando da última revisão. O segundo procura “levantar” toda a receita requerida (custos não gerenciáveis “VPA” e custos gerenciáveis “VPB”) necessária para operar e manter o sistema de distribuição (no caso específico) a partir de uma nova estrutura tarifária proveniente da campanha de medidas auferida no momento da revisão. E o terceiro, análogo ao segundo, procura a qualquer momento, quando da solicitação da concessionária, re-equilibrar a receita mantendo-se nos níveis de econômicos contratuais.

Vale enfatizar que se tem, a seguir, um capítulo específico sobre os mecanismos acima descritos.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Antes de entrar na seara das componentes que formam as tarifas de energia e de uso, faz-se uma breve contextualização da indústria de energia elétrica no Brasil, ressaltando ao final a contribuição desse sistema elétrico na determinação das tarifas de uso do sistema de distribuição e das tarifas de energia elétrica, conhecidas como tarifas de fornecimento de energia elétrica, as quais servem de base para o faturamento dos consumidores finais.

Pode-se definir que hoje o mercado de energia elétrico brasileiro está em expansão, e que as metodologias que refletem um baixo risco regulatório ainda estão em processo de audiências públicas. Dessa forma, mesmo com toda demanda e com toda necessidade de investimentos em maiores ofertas, o âmbito regulatório ainda não amadureceu o suficiente para tornar esse risco regulatório em níveis aceitáveis.

Pode-se dizer que as mudanças institucionais ocorridas na indústria de eletricidade são constantes, mas sendo visam o aperfeiçoamento técnico da gestão de um serviço público essencial à evolução da matriz econômica e social do país.

Antigamente, os subsistemas elétricos brasileiros (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste) não se “comunicavam entre si”, inviabilizando qualquer tipo de expansão otimizada do sistema. Hoje em dia nossos sistemas são interligados (SIN – Sistema Interligado Nacional), fortalecendo ainda mais nossa matriz elétrica.

Atualmente qualquer subsistema pode receber energia elétrica de qualquer parte do país, independente do nível do reservatório mais próximo da carga. Ou seja, em situação de seca no nordeste, inviabilizando o despacho de geração da Chesf, Furnas, por exemplo, poderá compensar essa falta através da viabilidade técnica do SIN.

Tendo em vista a otimização de despachos por parte do ONS podendo simular qualquer participação entre “tipos de geração” (térmica a gás, térmica a diesel, hídrica, enfim), economicamente esse tipo de interligação nacional é relevante.

Para melhor visualização, segue esquemático retirado do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS (2006):



Figura 2: Sistema Interligado

Fonte: ONS (2006).

Anualmente, desconsiderando a crise energética de 2000/2001, pode-se observar uma evolução contínua tanto pela carga de energia elétrica (consumo) como pela demanda solicitada ao sistema (carga instantânea).

São dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS:

Tabela 1: Evolução da Carga

Subsistemas	MW Médio		Variação
	2005	2004	2005/2004
SIN	45.706	43.729	4,5%
SE/CO	28.365	27.254	4,1%
Sul	7.544	7.231	4,3%
Nordeste	6.697	6.271	6,8%
Norte	3.099	2.974	4,2%

Fonte: ONS (2006).

A carga de energia elétrica do sistema interligado nacional formado pelos sistemas SE/CO, Sul, Nordeste e Norte, teve uma evolução de 2005 quando comparada em 2004 de 4,5% médios. Ou seja, essa variação indica claramente um aumento médio de consumo de energia no país (desconsiderando o sistema isolado). Destaque para o Nordeste com uma variação de 6,8%.

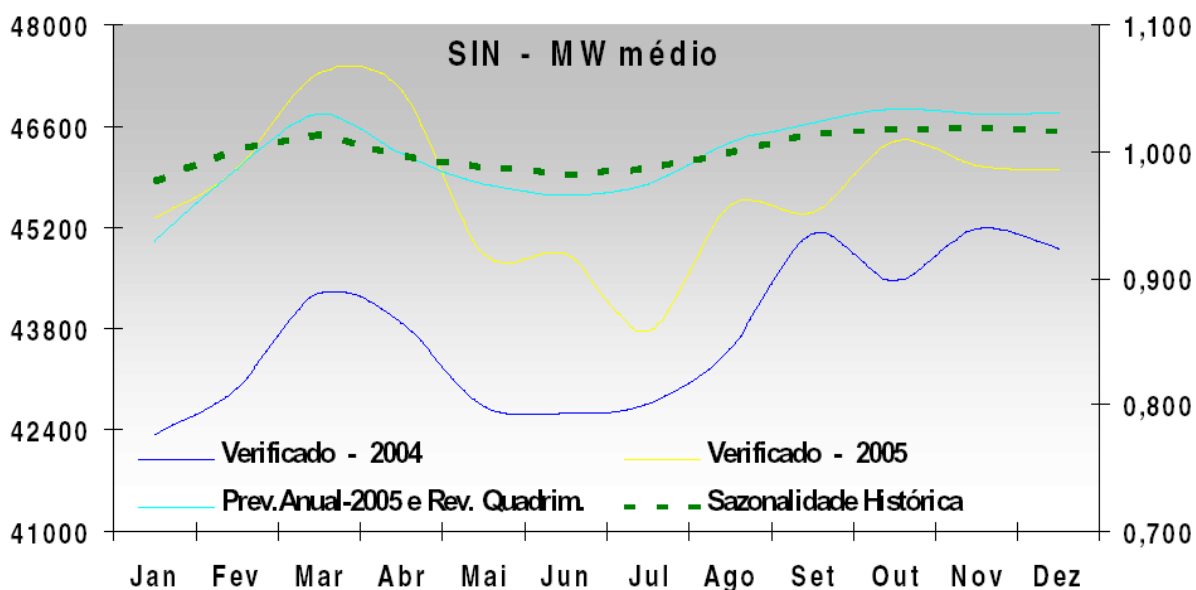


Gráfico 1: Comportamento da carga nos anos de 2004 e 2005

Fonte: ONS (2006).

Outra avaliação dentro da matriz que deve-se ressaltar é a solicitação instantânea de carga que, independente da duração existente (consumo), reflete maiores investimentos na rede elétrica (investimento em ativos), na qualidade do produto (níveis exigidos de tensão) e na qualidade do serviço (O&M para manutenção dos índices DEC e FEC definidos pela ANEEL).

Tabela 2: Demanda Máxima Instantânea

Subsistemas	MW				Variação
	2005	mês	2004	mês	2005/2004
SIN	60.918	abr	58.084	ago	4,9%
SE/CO	38.426	abr	37.414	set	2,7%
Sul	11.056	abr	10.533	abr	5,0%
S/SE/CO	49.369	abr	47.478	set	4,0%
Nordeste	8.609	out	8.398	nov	2,5%
Norte	3.702	nov	3.555	out	4,1%
N/NE	12.165	out	11.771	out	3,3%

Fonte: ONS (2006).

Mais uma vez, observa-se pelos dados fornecidos pelo ONS, uma variação crescente da exigência instantânea da carga contra a rede elétrica, contribuindo ainda mais em maiores investimentos. Como já falado, independentemente do tempo de solicitação, o sistema deve estar apto para atender à demanda solicitada.

Vale ressaltar que, a estimativa do PIB é o principal indicador econômico considerado no processo de previsão de carga, tornando-se particularmente importante em função do peso da atividade industrial, especificamente na sua participação na região sudeste. O PIB estimado nas previsões de carga para o ano de 2005 foi de 4% enquanto que o real foi de 2,5% (ONS, 2006).

As chuvas e o clima interferem também diretamente naqueles sistemas onde a correlação entre essas variáveis é relevante. No caso do nordeste o destaque está no comportamento das chuvas que influencia diretamente no montante consumido pela carga (COELCE, 2006a).

Toda dinâmica existente na operação do setor elétrico contribui diretamente em constantes avaliações na definição dos procedimentos de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica. Isso, em consequência, exige dos profissionais da área estudos cada vez mais refinados quando da regulação técnica

e econômica, convergindo em tarifas justas para as partes envolvidas (sociedade e investidor).

Para melhor avaliação segue o balanço energético semanal fornecido pelo ONS (2006):

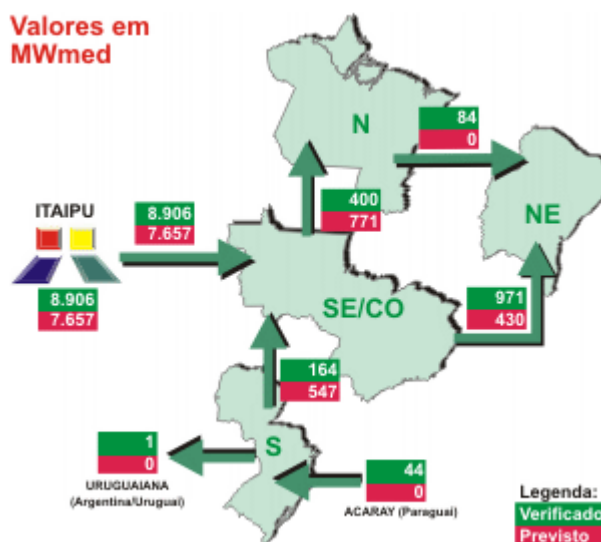


Figura 3: Balanço Energético

Fonte: ONS (2006).

2.1 Características da Cadeia de Suprimento de Energia Elétrica

O Sistema Interligado Nacional, que cobre praticamente todo o País, permite às diferentes regiões permutarem energia entre si. Como já comentado, esse sistema é muito útil para interligar as geradoras de energia que, sendo na sua maioria usinas hidrelétricas, localizadas longe dos centros consumidores e dependentes do regime pluviométrico regional, têm altos e baixos em sua produtividade. Apenas o Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia ainda não fazem parte do Sistema Interligado (ANEEL, 2006).

Geração, Transmissão e Distribuição é o “link” que o consumidor tem para poder ter acesso à energia elétrica em sua casa ou seu estabelecimento comercial.

Inicialmente falando um pouco sobre geração, pode-se destacar a iniciativa do ministério de minas e energia juntamente com o Poder Concedente na busca por alternativas às fontes tradicionais de produção, em compensação à fonte hidráulica.

O Brasil possui no total 1.567 empreendimentos em operação, gerando 95.734.910 kW de potência (ANEEL, 2006).

Está prevista para os próximos anos uma adição de 26.971.687 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 64 empreendimentos atualmente em construção e mais 517 outorgadas (ANEEL, 2006).

Tabela 3: Empreendimentos em Operação

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	193	102.443	101.996	0,11
EOL	12	130.250	120.650	0,13
PCH	265	1.402.023	1.370.513	1,43
SOL	1	20	20	0
UHE	155	73.071.695	71.571.901	74,76
UTE	939	23.893.546	20.562.830	21,48
UTN	2	2.007.000	2.007.000	2,1
Total	1.567	100.606.977	95.734.910	100

Fonte: ANEEL (2006).

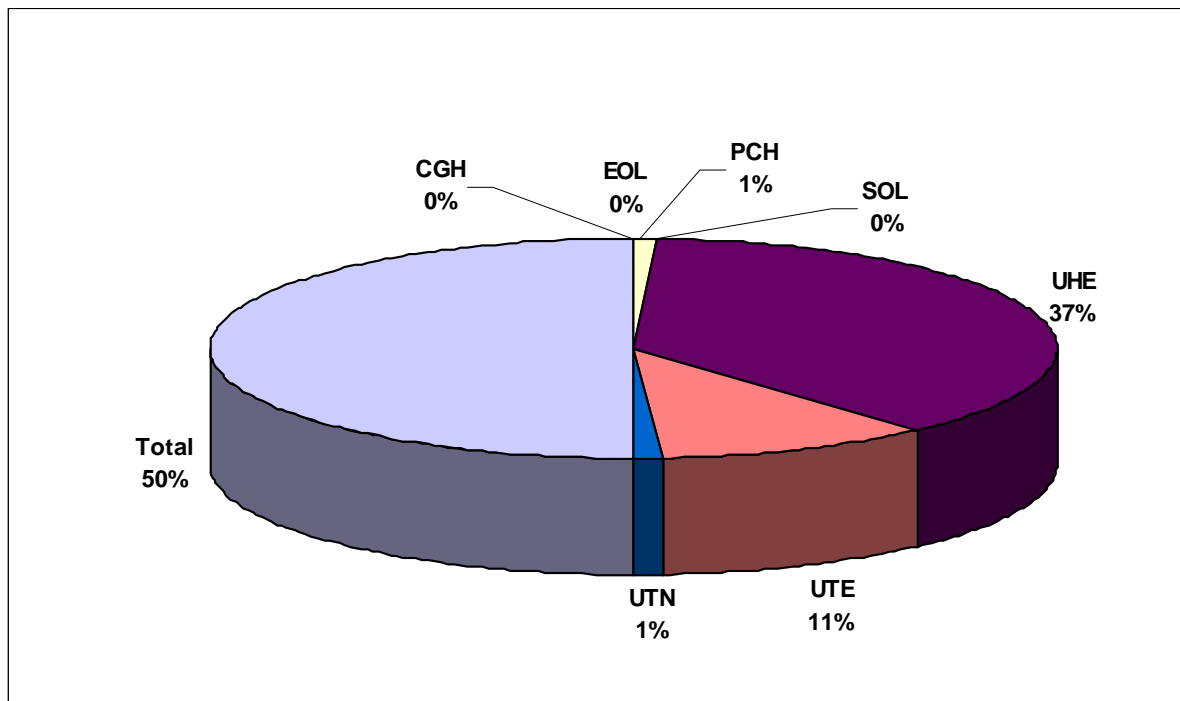


Gráfico 2: Participação da Matriz Energética no Brasil

Fonte: do autor.

Onde CGH é a central geradora hidrelétrica. EOL é a central geradora eolielétrica. PCH é a pequena central hidrelétrica. SOL é a central geradora solar fotovoltaica. UHE é a usina hidrelétrica de energia. UTE é a usina termelétrica de energia. E UTN é a usina termonuclear.

O potencial hidráulico ou hidroenergético do País é de 260 GW, dos quais apenas 25% estão sendo utilizados na produção de energia pelas usinas hidrelétricas de médio e grande porte e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's). A Região Norte tem o maior potencial para geração hidráulica, 114 GW ou 44%, enquanto a Região Nordeste tem apenas 10% deste total, 26 GW (ANEEL, 2006).

Oito grandes bacias hidrográficas compõem o mapa dos rios brasileiros: as bacias do Rio Amazonas, dos rios Tocantins e Araguaia, Bacia do Atlântico Norte e Nordeste, do Rio São Francisco, Bacia do Atlântico Leste, Bacia dos rios Paraná e Paraguai, do Rio Uruguai e Bacia do Atlântico Sul e Sudeste (ANEEL, 2006).

Potencial Hidrelétrico por Bacia Hidrográfica			
* situação em março de 2003 (MW) *			
1	Rio Amazonas	105.047,56	40,6%
2	Rio Tocantins	26.639,45	10,3%
3	Atlântico Norte / Nordeste	3.198,35	1,2%
4	Rio São Francisco	26.217,12	10,1%
5	Atlantico Leste	14.539,01	5,6%
6	Rio Paraná / Paraguai	60.902,71	23,5%
7	Rio Uruguai	12.815,86	5,0%
8	Atlântico Sul / Sudeste	9.465,93	3,7%
TOTAL		258.825,99	100,0%

Quadro 1: Potencial Hidrelétrico por Bacia Hidrográfica

Fonte: ANEEL (2006).

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), caracterizadas pela utilização da água como fonte primária de energia elétrica, representam um dos principais focos de prioridade da ANEEL no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. Por suas características - usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW e com o reservatório com área igual ou inferior a 3 Km², esse tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais (ANEEL, 2006).

Diz a ANEEL, que assim que começou a atuar, a agência abriu um processo de consulta pública para ouvir a população brasileira sobre quais deveriam ser os critérios para definir estas hidrelétricas de pequeno porte. Depois viriam as resoluções que facilitariam a integração destes empreendimentos ao sistema elétrico. Na consulta pública, 32 instituições enviaram sugestões à ANEEL. Ao final, a Agência publicou a resolução que estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de Pequenas Centrais Hidrelétricas (ANEEL, 2006).

Análogo às PCHs, as usinas termelétricas passaram a ganhar força no País, principalmente em virtude da evolução tecnológica, do crescimento da malha de gasodutos e da maior facilidade em se adquirir o gás natural, combustível principal desse tipo de unidade geradora que também passaram a contribuir na compensação da matriz hídrica tradicional.

Em parceria com universidades e centros de pesquisa em fontes alternativas, a Agência Reguladora vem desenvolvendo alguns projetos de suprimento de energia e levantamento de fontes e potenciais de geração de energia elétrica. Dentre os vários a ANEEL cita: (1) o projeto de referência em comunidades isoladas da Região Amazônica; (2) o sistema híbrido eólico-diesel em Fernando de Noronha; (3) o sistema híbrido fotovoltaico-diesel em comunidade isolada na região Norte; (4) a avaliação da eletrificação com energia solar fotovoltaica de comunidades isoladas na região do Alto Solimões; e (5) o monitoramento e a criação de modelos para implementação de geração de eletricidade em comunidades amazônicas a partir de óleos vegetais.

Sobre a transmissão pode-se destacar que sua necessidade é essencial e deve-se o fato das cargas estarem situadas a longas distâncias da geração tradicional, ou devido à interligação entre subsistemas, e que os recursos empregados na expansão do sistema são resultantes de parcerias público-privadas, que direto ou indiretamente refletem na estrutura tarifária, seja através da parcela energia ou da parcela encargos.

Apenas o Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia e parte dos Estados do Pará ainda não fazem parte do sistema integrado de eletrificação. Nestes Estados, o abastecimento é feito por pequenas usinas termelétricas ou por usinas hidrelétricas situadas próximas às suas capitais (ANEEL, 2006).

E, finalmente, sobre o mercado de distribuição de energia elétrica pode-se ressaltar que ele é atendido por 64 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o País. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas. São atendidos cerca de 47 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros (ANEEL, 2006).

Além do mais, a principal preocupação da ANEEL, como poder concedente e fiscalizador, é de assegurar ao consumidor a qualidade do produto e do serviço prestado pelas concessionárias de distribuição.

Houve sim uma evolução nesses índices, e a prova disso é que antes o consumidor ficava em média ao ano 21 vezes sem energia (FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) no total e por quase 26 horas (DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Hoje esses números caíram para 14,8 interrupções, num total de 18 horas (ANEEL, 2006).

Seguem alguns gráficos referentes aos indicadores de desempenho das distribuidoras de energia elétrica nesse processo de evolução:

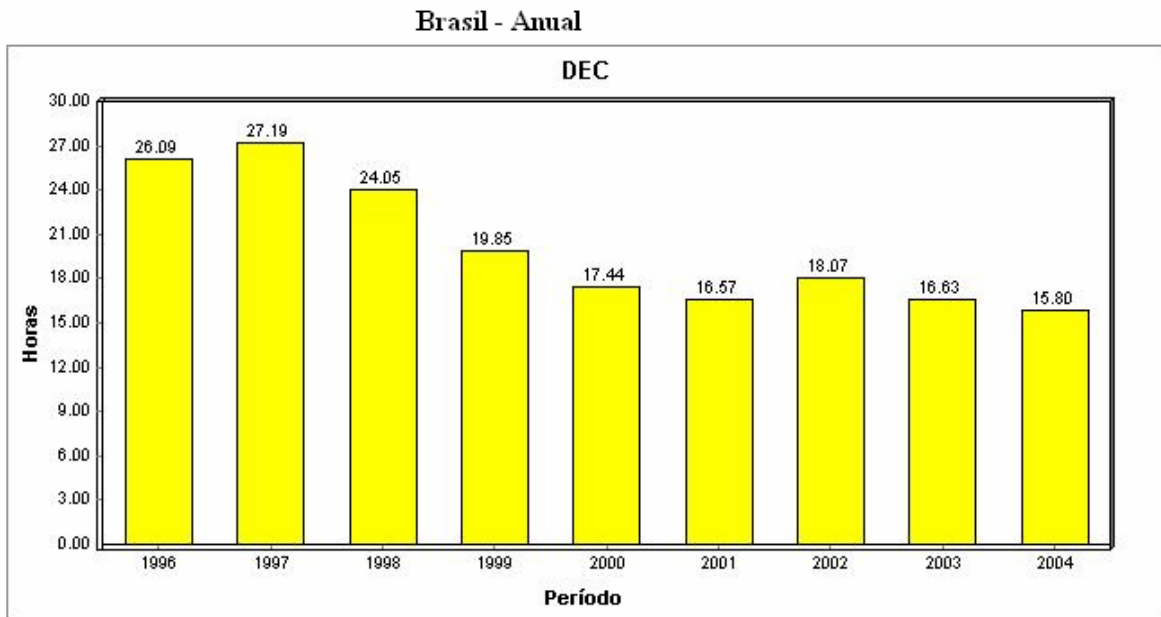


Gráfico 3: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

Fonte: ANEEL (2006).

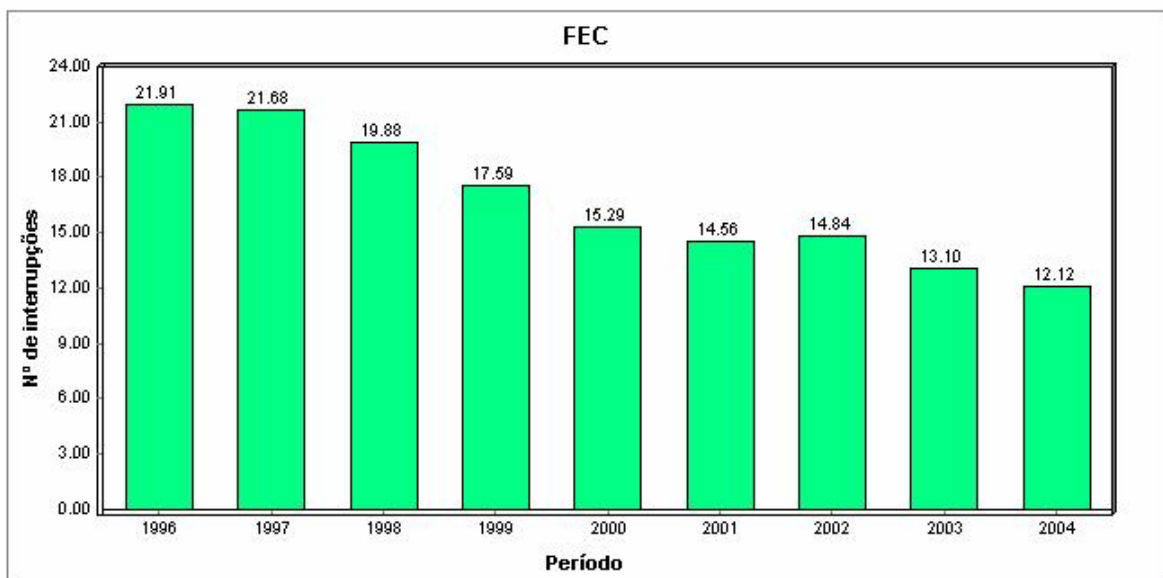


Gráfico 4: Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

Fonte: ANEEL (2006).

Em termos de estrutura de mercado de distribuição, seguem alguns dados das distribuidoras de energia elétrica colhidos na ABRADÉE (2004):

Tabela 4: Número de Consumidores das Distribuidoras em 2004

Empresas	Número de Consumidores dez/2004				
	Res.	Ind.	Com.	Rural	Total
AESSUL	840.217	12.355	75.097	86.447	1.021.915
AMPLA	1.841.608	5.675	138.867	36.161	2.033.557
BANDEIRANTE	1.164.452	8.406	83.365	7.906	1.272.529
BOA VISTA	54.155	372	5.830	820	61.858
BORBOREMA	112.521	353	9.694	11.802	135.333
BRAGANTINA	84.042	1.285	7.103	9.484	102.685
CAIUÁ	156.465	2.009	15.626	9.054	185.042
CATAGUAZES	232.004	3.277	26.860	40.408	306.256
CEAL	595.061	2.686	43.224	9.443	657.908
CEAM	142.616	911	14.782	4.589	167.525
CEB	609.033	1.696	78.269	8.814	701.667
CEEE	1.116.792	11.244	103.106	69.174	1.307.286
CELESC	1.514.443	55.092	154.125	209.346	1.951.126
CELG	1.553.905	14.928	141.440	127.595	1.852.694
CELPA	1.117.162	3.878	112.200	16.769	1.282.633
CELPE	2.040.414	10.415	157.778	130.866	2.362.299
CELTINS	244.865	2.321	27.177	18.510	298.780
CEMAR	1.005.470	8.866	87.451	44.046	1.161.283
CEMAT	604.644	11.861	66.949	57.433	750.060
CEMIG	4.830.935	68.257	530.158	388.445	5.874.899
CENF	71.646	386	8.145	688	81.275
CEPISA	601.087	3.976	55.718	21.351	695.564
CERON	264.157	2.288	27.675	59.905	357.177
CFLO	37.091	582	3.230	891	42.082
CHESP	20.273	279	2.046	2.937	25.980
COELBA	3.000.725	17.956	251.449	163.337	3.488.492
COELCE	1.871.24	6.831	136.141	189.591	2.230.270
COPEL	2.495.584	50.032	266.491	327.097	3.180.070
COSERN	713.596	4.235	56.391	29.212	816.698
CPEE	35.217	558	3.927	4.830	45.098
CPFL	2.683.411	40.472	253.687	90.626	3.093.459
DME - P.CALDAS	48.566	324	5.502	546	553.636
ELEKTRO	1.604.317	22.248	126.388	90.663	1.862.170
ELETROACRE	108.422	757	12.151	8.925	132.174
ELETROCAR	11.894	311	2.992	3.536	30.064
ELETROP PAULO	4.671.250	38.841	422.623	812	5.147.675
ENERGIPE	405.961	2.942	27.387	9.439	451.833
ENERSUL	525.497	4.430	54.620	48.165	639.751
ESCELSA	774.805	10.611	86.179	102.594	983.173
IGUAÇÚ	17.490	348	2.676	3.441	24.269
LIGHT	3.161.345	12.736	241.029	9.862	3.434.922
MANAUS	351.799	2.436	35.315	300	391.934
NACIONAL	72.505	1.043	7.590	3.617	85.738
PANAMBI	11.512	140	671	221	12.671
PARANAPANEMA	118.185	2.209	11.283	7.574	141.066
PIRATININGA	1.093.541	9.162	77.664	7.025	1.193.634
RGE	805.276	30.152	93.873	131.300	1.072.284
SAELPA	731.498	4.439	60.002	55.060	863.792
SANTA MARIA	45.135	837	5.612	13.918	66.267
SULGIPE	49.621	550	6.255	1.504	89.141
URUSSANGA	3.126	131	464	254	4.028
ABRADEE	46.296.577	498.129	4.222.277	2.676.333	54.205.422
BRASIL	46.476.657	502.918	4.259.465	2.703.227	54.452.591

Fonte: ABRADDEE (2004).

Tabela 5: Consumo em GWh das Distribuidoras em 2004

Empresas	Consumo em GWh ano de 2004					Área de Concessão Dez/2004	
	Res.	Ind.	Com.	Rural	Total	km ²	Nº Muni.
AESSUL	1.679	3.102	846	946	7.183	99.267	123
AMPLA	2.995	1.356	1.424	207	7.003	31.784	66
BANDEIRANTE	2.314	4.359	1.246	86	8.859	9.644	28
BOA VISTA	153	12	68	4	320	5.712	1
BORBOREMA	121	297	70	13	544	1.984	6
BRAGANTINA	149	374	65	41	679	3.488	15
CAIUÁ	287	168	158	44	797	9.149	24
CATAGUAZES	296	299	132	109	949	16.358	66
CEAL	645	476	364	119	1.963	27.933	102
CEAM	183	35	59	7	404	1.566.362	92
CEB	1.444	130	1.116	93	3.469	5.783	1
CEEE	2.129	1.554	1.516	412	6.231	73.626	72
CELESC	3.139	6.410	1.908	1.423	13.819	88.094	258
CELG	2.335	1.769	1.134	839	7.048	336.871	237
CELPA	1.658	991	956	65	4.440	1.247.703	143
CELPE	2.599	1.709	1.494	445	7.385	102.745	186
CELTINS	317	111	180	64	874	278.420	139
CEMAR	1.038	419	503	79	2.570	333.366	217
CEMAT	1.197	976	825	366	3.865	906.807	140
CEMIG	6.526	22.188	3.537	1.846	36.648	567.740	774
CENF	123	58	57	7	280	935	1
CEPISA	625	182	287	74	1.496	252.379	223
CERON	506	221	304	110	1.340	238.513	52
CFLO	59	84	37	3	208	1.200	1
CHESP	25	9	10	9	68	3.405	9
COELBA	3.292	2.039	1.957	815	9.720	563.374	415
COELCE	1.914	1.775	1.114	482	6.145	146.348	184
COPEL	4.467	7.130	3.025	1.320	17.669	104.854	393
COSERN	899	898	507	312	3.079	53.307	167
CPEE	66	56	26	68	250	2.589	7
CPFL	5.155	7.634	3.089	900	18.917	90.486	234
DME – P.CALDAS	83	132	46	7	302	534	1
ELEKTRO	2.799	3.780	1.211	689	9.900	120.884	228
ELETROACRE	185	24	92	14	405	153.150	24
ELETROCAR	42	33	29	14	133	2.532	6
ELETROPAULO	11.258	8.670	9.435	12	32.668	4.526	24
ENERGIPE	473	512	275	73	1.633	17.465	63
ENERSUL	912	580	585	308	2.838	328.316	72
ESCELSA	1.192	2.519	773	346	5.339	41.372	70
IGUAÇU	33	57	21	22	148	973	11
LIGHT	6.610	3.445	5.235	41	18.148	10.970	31
MANAUS	788	1.280	570	6	3.119	11.459	1
NACIONAL	139	78	64	47	382	4.500	15
PANAMBI	22	28	11	2	69	950	2
PARANAPANEMA	205	145	90	74	613	11.770	27
PIRATININGA	2.183	5.561	1.290	157	9.840	6.785	27
RGE	1.437	2.813	801	838	6.716	90.718	254
SAELPA	743	672	343	126	2.294	55.055	216
SANTA MARIA	73	64	45	63	260	4.994	11
SULGIPE	56	81	20	5	194	6.324	14
URUSSANGA	6	42	4	0	55	240	1
ABRADEE	77.570	97.323	48.953	14.151	269.279	8.133.743	5.474
BRASIL	78.537	107.184	49.843	13.988	282.265	8.514.215	5.561

Fonte: ABRADDEE (2004).

Em termos médios tem-se as seguintes participações entre as classes:

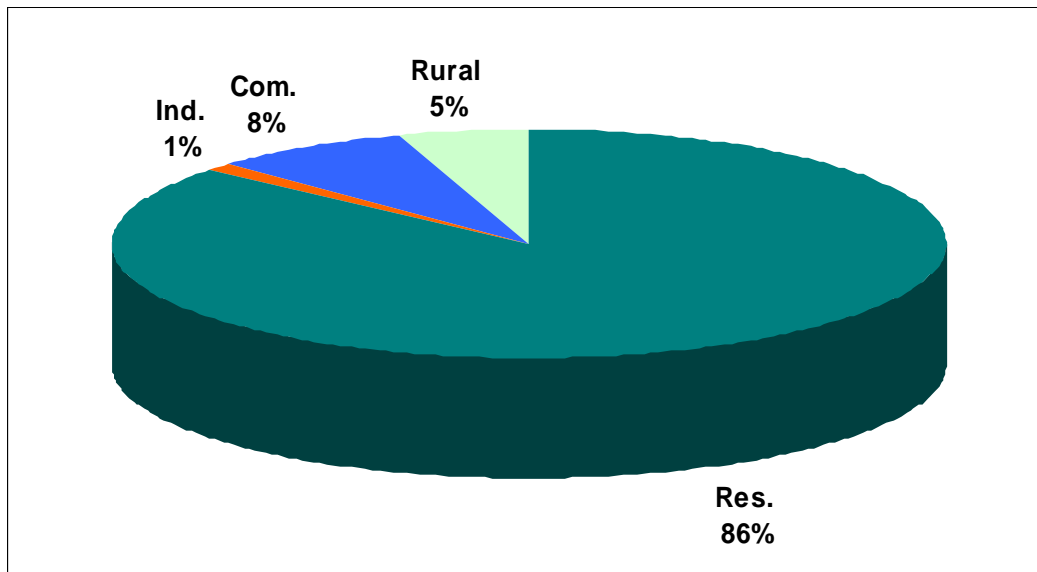


Gráfico 5: Participação de Consumidores entre Classes de Consumo no Brasil (Ano 2004)

Fonte: do autor.

E sobre a participação entre as classes quando do consumo medido no Brasil no mesmo período de observação referido ao gráfico anterior, tem-se:

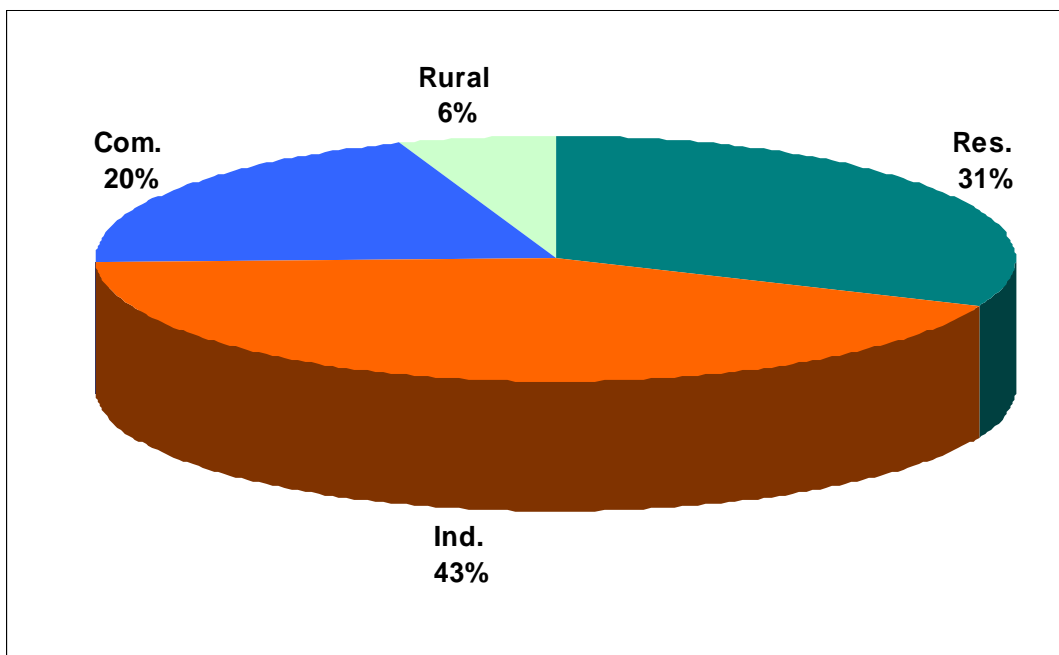


Gráfico 6: Participação entre as classes de consumo no Brasil (GWh) (Ano 2004)

Fonte: do autor.

Ao contrário da insignificância da participação do número de consumidores industriais, o seu mercado de energia elétrica consumido (GWh) têm relevância predominante na indústria elétrica.

Na prática o ONS e a ANEEL “conversam” entre si. É inviável racionar que um órgão regulador (ANEEL) possa definir suas metodologias de gestão tarifária, sem antes uma avaliação de curto, médio e longo prazos por parte do Operador do Sistema Elétrico (ONS) dos investimentos para atendimento a Demanda prevista contra a oferta (geração) esperada que terão impacto diretamente na evolução da sociedade.

Esquemáticamente, tenta-se modelar essa sinergia (cadeia de suprimento refletida nos processos de regulação) para melhor entendimento:

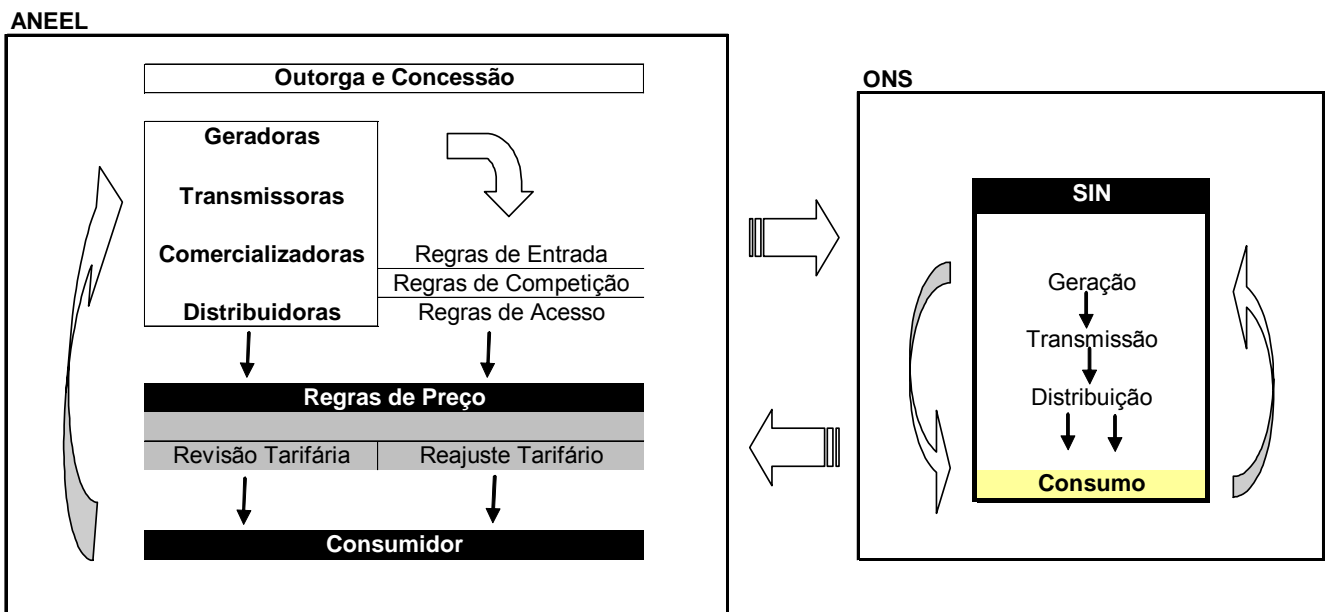


Figura 4: Cadeia de Suprimento de Energia Elétrica no Brasil (Visão Regulatória)

Fonte: do autor.

2.2 Tarifas de Energia Elétrica e de Uso do Sistema de Distribuição

Como se falou anteriormente, e de acordo com a Lei 9.427/1996, a ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, e que dentre tantas incumbências, ela define as tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e

permissionárias de distribuição e as tarifas de uso do sistema de transmissão e de distribuição.

A tarifa regulada de energia elétrica aplicada aos consumidores finais corresponde a um valor unitário, expresso em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh). Esse valor, ao ser multiplicado pela quantidade de energia consumida num determinado período, em quilowatt (kWh), representa a receita da concessionária de energia elétrica. A receita da distribuidora é destinada a cobrir seus custos de operação e manutenção, bem como remunerar de forma justa o capital investido de modo a manter a continuidade do serviço prestado com a qualidade desejada (ANEEL, 2006).

Ainda segundo a ANEEL (2006), para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo.

Residencial é a classe representada pelos consumidores residenciais de baixa renda cuja tarifa é estabelecida de acordo com critérios específicos, e os consumidores residenciais “normais”. Industrial é a classe onde representa as unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial. Comercial, Serviços e Outras Atividades, a classe dos serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins. Rural a classe que contém as atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural. Poder Público, a classe das atividades dos Poderes Públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal. Iluminação Pública que representa a iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público. Serviço Público é a classe de consumo que representa os serviços de água, esgoto e saneamento. E o consumo próprio representando o consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição.

Entende-se ainda que tarifas justas são formadas com intuito de remunerar a distribuidora, bem como repassar os custos não gerenciáveis, não comprometendo, dessa forma, o equilíbrio econômico e financeiro da concessionária de distribuição,

bem como, são justas (pela vertente consumidor) a partir do momento que elas refletem o real custo e benefício para o consumidor.

Resumidamente as tarifas e fornecimento de energia elétrica homologadas pela ANEEL em favor das distribuidoras de energia elétrica (levando-se em consideração, que aqui nesse relatório, especificamente sobre as tarifas das distribuidoras) são divididas em tarifas de energia elétrica, e tarifas do uso do sistema e distribuição.

Essas tarifas também são divididas em (1) tarifas do grupo A, formada pelos níveis A1 (nível de tensão $\geq 230\text{KV}$), A2 (nível de tensão de 88 a 138KV), A3 (nível de tensão de 69KV), A3a (nível de tensão de 30 a 44KV), A4 (nível de tensão de 2,3 a 25KV) e AS (para o sistema subterrâneo); e (2) tarifas do grupo B, formadas pelos níveis B1 (classe residencial e subclasse baixa renda), B2 (classe rural), B3 (industrial, comercial, serviços, poder público, consumo próprio e outras classes) e B4 (iluminação pública).

As tarifas do Grupo A são ainda constituídas em três tipos de modalidades que tentam ajustar ao máximo o custeio justo de utilização da rede de distribuição: a (1) estrutura tarifária convencional, onde apresenta um único valor a ser aplicado à demanda e um único a ser aplicada a energia consumida; (2) estrutura tarifária horo-sazonal verde que é caracterizada pela aplicação de duas tarifas para demanda (horário Fora da ponta e horário na Ponta) e uma tarifa para o consumo; e (3) estrutura tarifária horo-sazonal azul, onde é caracterizada pela aplicação de tarifas de demanda e consumo diferenciadas tanto na ponta como na fora ponta (ANEEL, 2005).

Avalia-se, a seguir, toda a composição de uma tarifa de Fornecimento, conforme disposto na Resolução 166/2005 ANEEL, onde estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia Elétrica (TE).

Esquemáticamente tem-se:

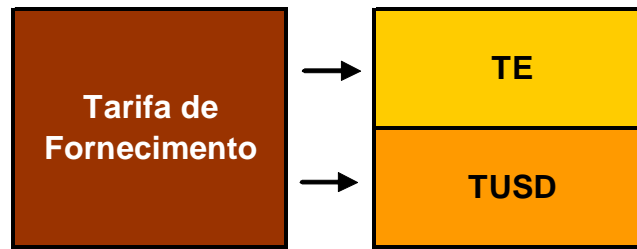


Figura 5: Composição da Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica (TF)

Fonte: do autor.

Onde, TE é a Tarifa de Energia Elétrica.

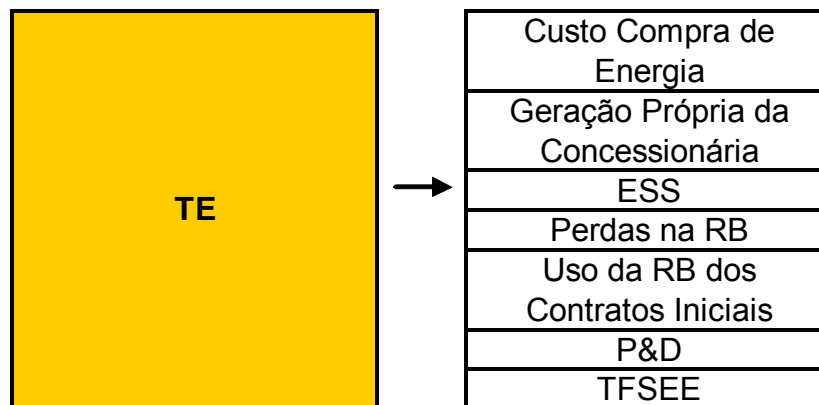


Figura 6: Composição da Tarifa de Energia Elétrica (TE)

Fonte: do autor.

A TE é composta pelo (1) custo de compra de energia (custo de aquisição de energia elétrica para revenda), (2) custo de geração própria da concessionária (custo com geração de energia referente a todos os empreendimentos da distribuidora de energia elétrica), (3) ESS (encargos de serviços do sistema), (4) perdas na RB - perdas elétricas na rede básica (rede elétrica composta pelo sistema interligado nacional – SIN), (4) uso da RB dos contratos iniciais (uso da rede básica referente aos “contratos iniciais” firmados entre fornecedores e distribuidoras), (5) P&D (custo com pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética associado à parcela TE), e (6) TFSEE (custo com taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica).

E a TUSD é a tarifa de uso do sistema de distribuição.

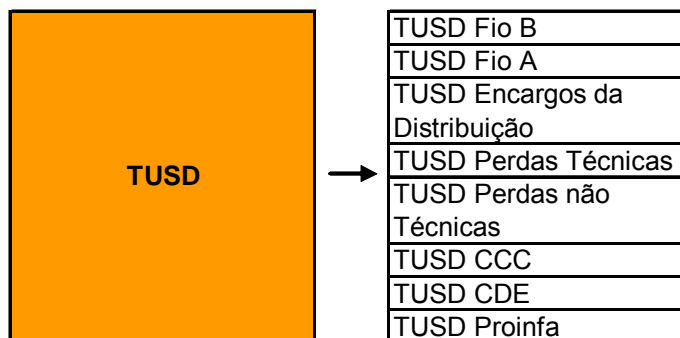


Figura 7: Composição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

Fonte: do autor.

A TUSD é composta pela (1) TUSD fio B, representando o custo de serviço prestado pela distribuidora, onde é formada pela remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica, quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação e custo operacional estabelecido no âmbito da revisão tarifária periódica; (2) TUSD fio A, representando o custo do uso da rede de distribuição ou transmissão de terceiros, onde é formada pelas tarifas de uso do sistema de transmissão referente à rede básica e fronteira, pelo custo com a conexão às instalações da rede básica, pelo custo com a rede de distribuição de outras distribuidoras, e pelas perdas na rede básica referentes ao montante de perdas técnicas e não técnicas; (3) TUSD encargos, representando o custo dos encargos vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica, onde é formada pela quota de reserva Global de reversão – RGR, P&D e eficiência energética, e contribuição ao ONS (ver legislação vigente); (4) TUSD perdas técnicas, representando o custo com as perdas técnicas do sistema de distribuição; (5) TUSD perdas não técnicas, representando o custo com as perdas técnicas do sistema de distribuição; (6) TUSD CCC, representando o custo da conta de consumo de combustíveis do sistema interligado e do sistema isolado (ver legislação); (7) TUSD CDE, representando o custo da conta de desenvolvimento energético (ver legislação); e (7) TUSD proinfa que representa a componente relativa ao custo do programa de incentivo às fontes alternativas.

Vale indicar ainda que boa parte dessas componentes listadas tem sua aplicação sob a Demanda (R\$/KW) e sob o consumo (R\$/KWh), e que o montante

envolvido da aplicação de cada componente em cada Demanda e em cada Consumo pelas classes existentes no faturamento da distribuidora, deve representar a receita requerida pela distribuidora, estando de acordo com os critérios contratuais, dentre eles o do Equilíbrio Econômico e Financeiro.

Se não veja:

$$\begin{matrix} \text{TE} \\ \text{TUSD} \end{matrix} \times \begin{cases} \text{Demanda (KW)} \\ \text{Consumo (KWh)} \end{cases} = \text{RECEITA REQUERIDA de DISTRIBUIÇÃO R\$}$$

Figura 8: Receita de Distribuição de Energia Elétrica

Fonte: do autor.

Para melhor entendimento e visualização, segue planilha com dados históricos dos encargos que compõe a tarifa de fornecimento com as suas respectivas fontes de instituição (ANEEL, 2006).

Tabela 6: Encargos Setoriais da Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica

Encargos Setoriais	2004 R\$ Milhão	2005 R\$ Milhão
Reserva Global de Reversão – RGR <small>Fonte: SFF-ANEEL</small>	1.177,20	1.181,8
Conta de Consumo de Combustível – CCC <small>Fonte: SRE -ANEEL</small>	3.322,60	3.419,30
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE <small>Fonte: SRE / SAF-ANEEL</small>	220,2	270,8
PROINFA <small>Fonte: SRE -ANEEL</small>	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE <small>Fonte: SRE - ANEEL</small>	1.455,40	2.044,10
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos <small>Fonte: SFF / SRG-ANEEL</small>	779,6	1.003,70
P&D e Eficiência Energética <small>Fonte: SRC / SRD – ANEEL</small>	500	381,7
Encargos de Serviços do Sistema – ESS <small>Fonte: CCEE</small>	141	172
Operador Nacional do Sistema - ONS <small>Fonte: ONS / SFF-ANEEL</small>	8,9	9,6

Fonte: ANEEL (2006).

Quando se avaliam as parcelas que estão dentro da parcela gerenciável pela distribuidora e da parcela não gerenciável, compõe-se o quadro a seguir:

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (custos não gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de Custos do Proinfa	Despesas Gerais e Outros
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
	Despesas de Capital
Encargos de Transmissão	Cotas de Depreciação
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Conexão	
Uso das Instalações de Distribuição	Outros
Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	P&D e Eficiência Energética
Operador Nacional do Sistema (ONS)	PIS/COFINS
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos Iniciais	
Energia de Itaipu	
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

Quadro 2: Composição da Receita Requerida de Distribuição

Fonte: ANEEL (2005a).

Quando for falar sobre o Fator X será necessário abordar mais detalhadamente os itens que compõe a PARCELA B para uma melhor compreensão da influência de cada sobre o todo.

E, em termos regionais, tem-se a seguinte composição das parcelas.

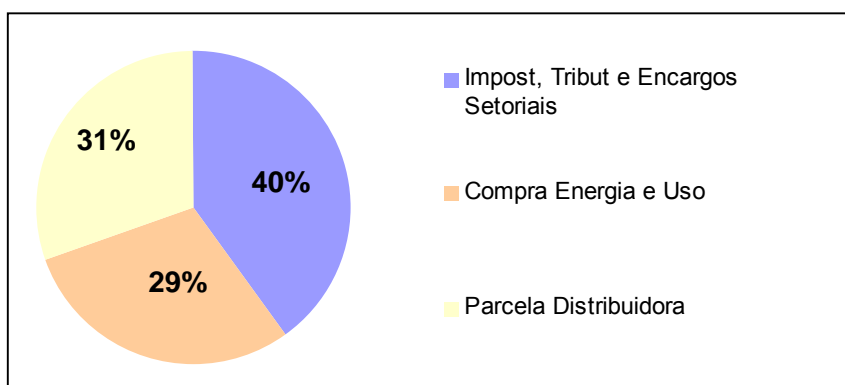


Gráfico 7: Composição dos Custos da Coelce (Reajuste de 2006)

Fonte: Coelce (2006b).

Em níveis nacionais, pode-se observar que essa composição acima segue praticamente a mesma participação quando se compara o semestre 1 de 2006 com o mesmo semestre em 2005.

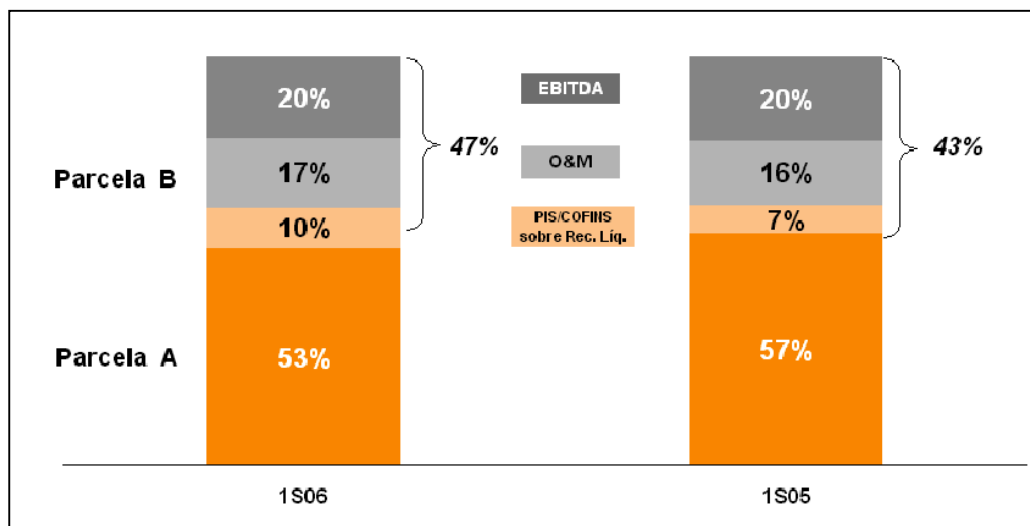


Gráfico 8: Parcela A x Parcela B (Ano 2006)

Fonte: ABRADÉE (2006).

Ao se somar o PIS/COFINS, representado pelos 10% no primeiro semestre de 2006 com os 53% de Parcela A tem-se um total de 63%, equivalente aos 69% do gráfico 7 da composição dos custos com base nos números de reajuste da Coelce em 2006. No entanto a partir de julho de 2006 a PIS/COFINS saiu da composição das tarifas, sendo faturado atualmente por fora.

A seguir alguns números sobre as tarifas médias (R\$/MWh) entre subsistemas e Brasil, abertas por classes de consumo.

Tabela 7: Tarifas Médias por Subsistema

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro - Oeste	Brasil
1995	41,83	57,99	59,95	65,44	68,91	59,58
1996	51,75	72,98	75,32	79,89	86,64	74,47
1997	70,41	73,85	82,36	88,46	97,59	82,16
1998	76,39	78,37	87,06	91,90	101,59	86,57
1999	84,02	85,23	97,62	99,14	111,15	95,86
2000	92,91	94,17	112,24	109,44	124,00	108,50
2001	99,91	105,53	127,28	126,16	140,44	122,88
2002	117,27	116,99	145,76	145,90	155,95	143,05
2003	130,11	136,58	179,77	167,39	181,02	167,15
2004	173,67	163,75	208,20	197,58	217,75	197,35
2005	244,09	220,63	247,64	215,07	247,40	236,68
2006	270,27	238,90	256,98	225,67	259,36	248,49

Fonte: ANEEL (2006).

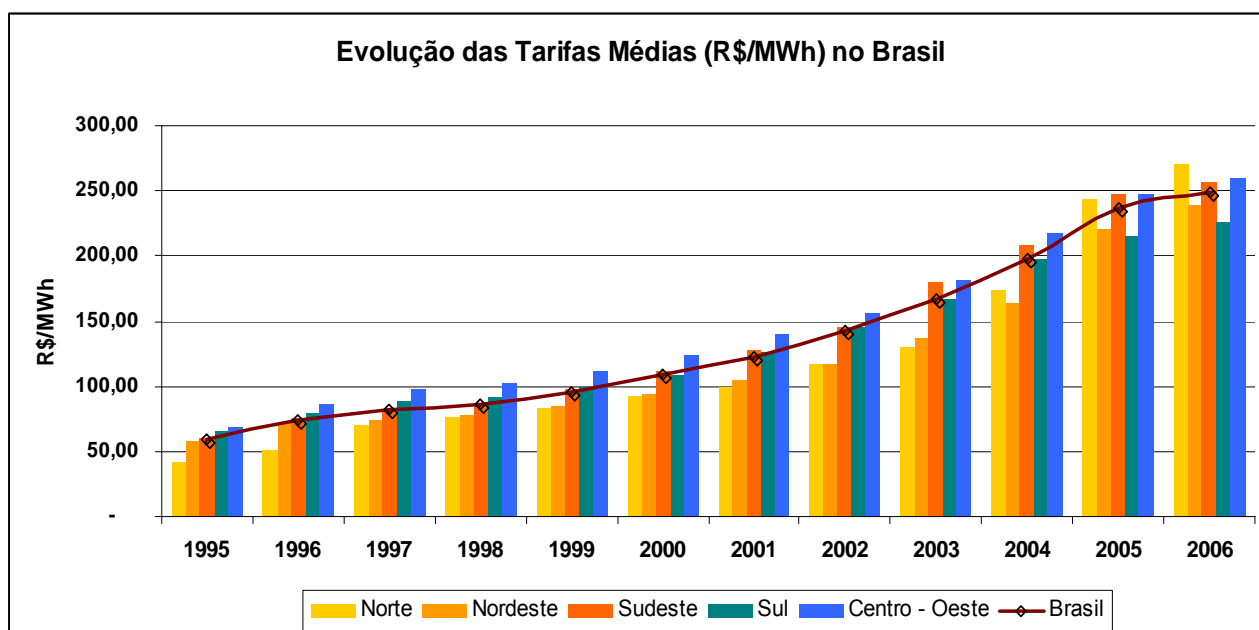


Gráfico 9: Evolução das tarifas médias no Brasil

Fonte: do autor.

Do gráfico pode-se avaliar claramente a correlação entre as tarifas médias do subsistema Sudeste e com a média Brasil, reforçando ainda mais a relevância que tem o eixo sudeste nas participações de receita e carga dentro da indústria de energia elétrica.

Outro ponto a ressaltar é que, historicamente, a tarifa média dos eixos centro-oeste e sul tinham a maior participação do total. O mais interessante é a evolução das tarifas médias do Norte e do Nordeste em comparação com as demais. Em 2006 observa-se perfeitamente essa inversão de participações médias. Uma das explicações para esse fenômeno, deve-se o fato da presença das gerações térmicas que vieram surgir depois de 2002. Por ser um empreendimento novo, o preço de compra é alto e contribui, dessa forma, para elevação da tarifa média de fornecimento do subsistema.

Hoje tem-se uma tarifa média nacional próxima aos 250,00 R\$/MWh. Em média, nesses 11 anos, a tarifa cresceu 317%. Destaque para o Norte que teve uma variação média, comparado o mesmo período, de 546%, contra uma variação média de IGP-M de 217% e de IPCA 153% (índices que compõe as metodologias de reajuste e revisão – FGV, 2006). Em parte, de alguma forma, justificável, devido ao ingresso de novos empreendimentos de geração em compensação à matriz hídrica.

Sobre as classes de consumo pode-se observar:

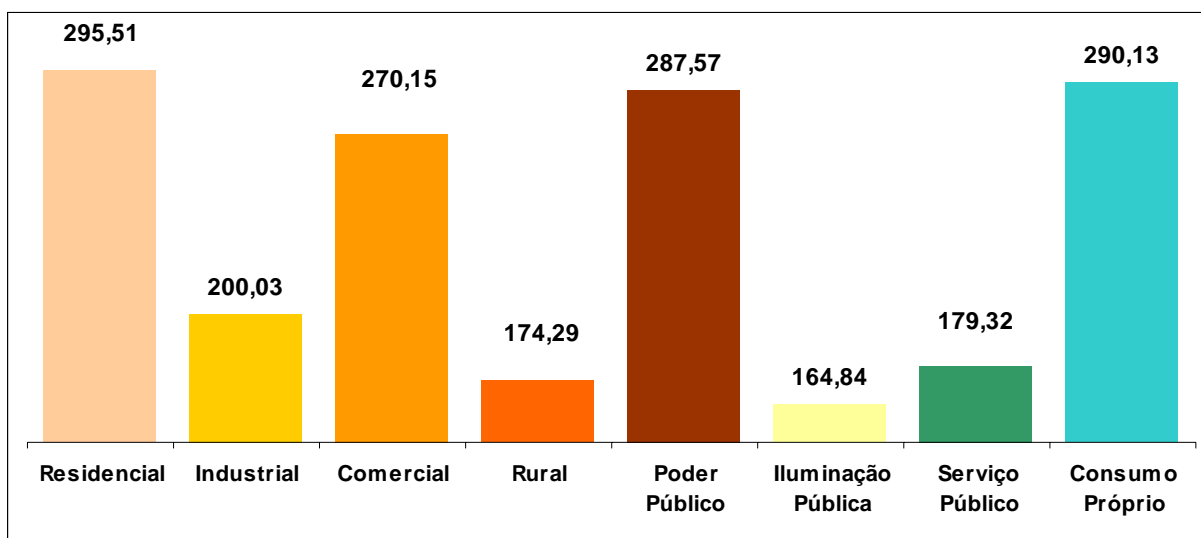


Gráfico 10: Tarifas Médias entre as Classes de Consumo

Fonte: do autor.

Destaque para a tarifa do residencial.

Em termos de composição da Receita Requerida proveniente das tarifas de fornecimento, acima avaliadas, pode-se destacar as seguintes participações:

Como já falado anteriormente, os contratos de concessão estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos: reajuste tarifário anual, revisão tarifária periódica e revisão tarifária extraordinária.

Em todos os três mecanismos a ANEEL procura atender ao que a legislação exige quanto ao critério do equilíbrio econômico-financeiro, ajustando o valor das tarifas. Será tratado mais especificamente sobre os mecanismos no próximo item.

2.3 Reajuste Tarifário e Reposicionamento Tarifário

Está no contrato de concessão (como exemplo o Contrato de Concessão da Companhia Energética do Ceará - Coelce):

Quinta Subcláusula - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: [...]

Parcela B: [...]

Sexta Subcláusula - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas, na “**Data de Referência Anterior**” do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$\% IRT = \left(\frac{VPA_1 + VPB_0 * (1 \pm IVI - X)}{RA0} \right) \text{ onde:}$$

VPA1 - Valor da Parcela A referido na Quinta Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do “**Mercado de Referência**”, aqui, entendido, como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RA0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPB0 - Valor da Parcela B, referida na Quinta Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA0 - VPA0, \text{ onde:}$$

VPA0 - Valor da Parcela A referida na Quinta Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “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, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X - Número índice definido pela ANEEL, de acordo com a Oitava Subcláusula desta cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI (COELCE, 1998).

Ou seja, acima de qualquer legislação, está escrito claramente nos contratos de concessões a aplicação metodológica do reajuste tarifário descrito acima. Dessa

forma, a distribuidora pode garantir, pelo menos em parte, o repasse completo dos custos não gerenciáveis por ela, bem como da atualização da Parcela B definida quando da última revisão tarifária. Abaixo, segue um pouco mais do que está previsto no contrato de concessão:

Sétima Subcláusula - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta subcláusula, procederá **às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia**, 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**. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Terceira Subcláusula desta cláusula; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada **4 (quatro) anos** (COELCE, 1998).

Para conhecimento “os percentuais de reposicionamento tarifário variaram no primeiro ciclo entre uma média de 25% e 30%, sendo que, para algumas empresas, os aumentos tiveram que ser parcelados ao longo do segundo período tarifário por serem superiores ao que seria devido se fosse aplicado o IRT, ou índice de reajuste tarifário” (PEANO, 2005).

Diferente do reajuste a ANEEL através da revisão procura indicar à distribuidora a melhor composição de uma receita requerida para o negócio de distribuição de energia elétrica, procurando a manutenção do equilíbrio econômico financeiro. Em poucas palavras, a agência monta uma empresa de referência compondo todos os custos gerenciáveis, tentando reproduzir uma “real distribuidora” de uma determinada área de concessão, através de um desenho de uma empresa virtual eficiente para a prestação do serviço nas condições do contrato de concessão, levando em consideração os aspectos específicos de cada contrato (características da área servida, localização dos consumidores, níveis de qualidade etc.), sempre objetivando a manutenção do negócio de distribuição. Além do mais, a ANEEL estabelece na revisão um fator X que tenta refletir o compartilhamento de ganhos de produtividade e conseqüente estímulo à eficiência e modicidade tarifária.

Oitava Subcláusula - No processo de **revisão das tarifas**, estabelecido na subcláusula anterior, a **ANEEL estabelecerá os valores de X**, que deverão ser subtraídos ou acrescidos do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta. Para os primeiros 4 (quatro) reajustes anuais, o valor de X será zero (COELCE, 1998).

Porém esses dois mecanismos não são suficientes para a manutenção do equilíbrio, sendo assim, a agência permite concessionária solicite a qualquer momento uma revisão de seus custos.

Nona Subcláusula - Sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem às subcláusulas anteriores desta cláusula, caso haja alterações significativas nos custos da CONCESSIONÁRIA, após 22 de abril de 1998, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pela ANEEL durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada, o PODER CONCEDENTE poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Décima Subcláusula - No atendimento do disposto no § 3º do art. 9º da Lei no 8.987/95, ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, a alteração ou a extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste Contrato, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso.

Décima Primeira Subcláusula - Na hipótese de ter ocorrido, após a "Data de Referência Anterior", revisões de tarifas previstas na subcláusula anterior, que tenham sido realizadas por alteração de impostos ou encargos que não aqueles constantes da Parcela A, quando do reajuste previsto na Sexta Subcláusula, as tarifas, após a aplicação do IRT, serão alteradas, para mais ou para menos, pelos mesmos percentuais destas revisões (COELCE, 1998).

Em resumo, o que se tem são: (1) um mecanismo de reajuste de tarifas que acontece anualmente; (2) um mecanismo de revisão que acontece em média de 4 em 4 anos com o objetivo de revisão toda estrutura tarifária, bem como a estrutura de receita requerida pela distribuidora, onde definirá um X que servirá para compartilhar os ganhos de produtividade com o consumidor entre outros atributos

para o incentivo à eficiência da distribuidora; e (3) um mecanismo de revisão extraordinária quando da necessidade de recompor o equilíbrio econômico e financeiro.

Pode-se avaliar que, ao final, como estímulo (entre outros), a distribuidora, em tese e na prática, acaba competindo com ela mesma, ou, se não dizer, com a empresa de referência definida no momento da revisão.

Esquemáticamente pode-se resumir os mecanismos para correção e composição da receita requerida da seguinte forma:

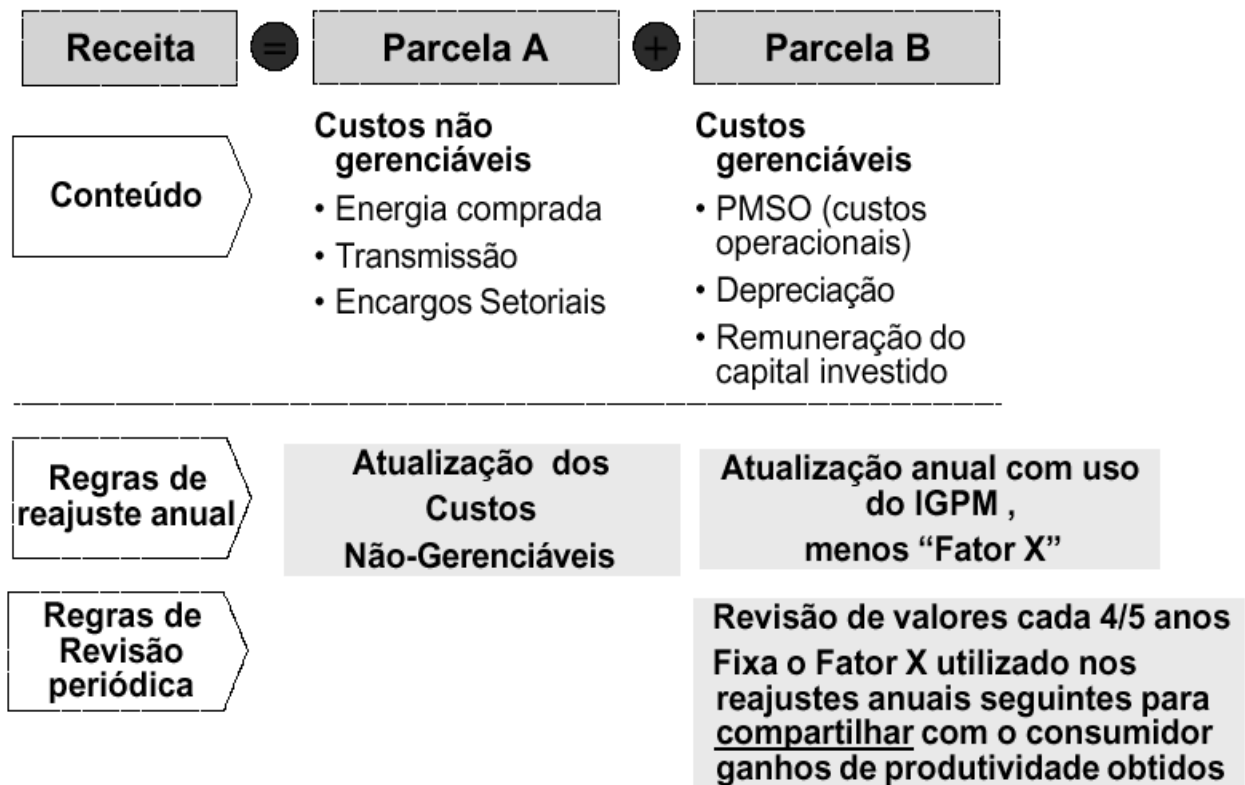


Figura 9: Composição Tarifária

Fonte: ABACE (2004).

Sobre os reajustes segue cronograma retirado do site da ANEEL (2006):

Tabela 8: Cronograma dos Reajustes Tarifário

Ordem	Concessionária	UF	Previsão Data/Mês	Ordem	Concessionária	UF	Previsão Data/Mês
1	MOCOCA	SP	03/fev	34	MUXFELDT	RS	29/jun
2	CPEE	SP	03/fev	35	DEMEI-IJUI	SC	29/jun
3	CSPE	SP	03/fev	36	PANAMBI	RS	29/jun
4	SANTA CRUZ	SP	03/fev	37	CELTINS	TO	04/jul
5	OESTE	PR	03/fev	38	ELETROPAULO	SP	04/jul
6	JAGUARI	SP	03/fev	39	JARI CELULOSE	PA	15/jul
7	CELB	PB	04/fev	40	CELESC	SC	07/ago
8	COOPERALIANÇA	SC	07/fev	41	CELPA	PA	07/ago
9	SANTA MARIA	ES	07/fev	42	ESELSA-D	ES	07/ago
10	AMPLA	RJ	15/mar	43	IENERGIA	SC	07/ago
11	URUSSANGA	SC	30/mar	44	CEB	DF	26/ago
12	JOÃO CESA	SC	30/mar	45	FORCEL	PR	26/ago
13	COCEL	PR	30/mar	46	ELEKTRO	SP	27/ago
14	ENERSUL	MS	08/abr	47	CEAL	AL	28/ago
15	CEMAT	MT	08/abr	48	CEPISA	PI	28/ago
16	CPFL	SP	08/abr	49	CEMAR	MA	28/ago
17	CEMIG	MG	08/abr	50	SAELPA	AL	28/ago
18	RGE	RS	19/abr	51	CHESP	GO	12/set
19	AES-SUL	RS	19/abr	52	CELG	GO	12/set
20	COELBA	BA	22/abr	53	BANDEIRANTE	SP	23/out
21	COSERN	RN	22/abr	54	PIRATININGA	SP	23/out
22	COELCE	CE	22/abr	55	CEEE -D	RS	25/out
23	ENERGIPE	SE	22/abr	56	BOA VISTA	RR	01/nov
24	CELPE	PE	29/abr	57	CEAM	AM	01/nov
25	NACIONAL	SP	10/mai	58	CER	RR	01/nov
26	CAIUÁ	SP	10/mai	59	MANAUS ENERGIA	AM	01/nov
27	V. PARANAPANEMA	SP	10/mai	60	LIGHT	RJ	07/nov
28	BRAGANTINA	SP	10/mai	61	ELETROACRE	AC	30/nov
29	CATAGUAZES	MG	18/jun	62	CERON	RO	30/nov
30	CENF	RJ	18/jun	63	CEA	AP	30/nov
31	COPEL	PR	24/jun	64	SULGIPE	SE	14/dez
32	DME	MG	28/jun	65	NOVA PALMA	TO	28/dez
33	ELETROCAR	RS	29/jun				

Fonte: ANEEL (2006e).

E sobre a revisão, segue em resumo os itens que servem de base para composição da receita requerida avaliada para determinação do valor final da energia elétrica para o consumidor, contemplando o poder de decisão da agência reguladora.

Tabela 9: Poder de decisão da ANEEL (Composição da Revisão)

Itens da Revisão	Poder de Decisão da ANEEL	
	SIM	NÃO
Compra de Energia Elétrica		X
Perdas Elétricas	X	
Encargos Setoriais		X
Transporte de Energia	X	
Custos Operacionais	X	
Remuneração/Depreciação	X	
Impostos		X
Modicidade	X	

Fonte: ANEEL (2005b).

A revisão tarifária periódica é realizada mediante o cálculo do reposicionamento tarifário e do estabelecimento do fator X (ANEEL, 2005a).

O reposicionamento é dado pela definição de uma parcela da receita suficiente para cobrir os custos operacionais eficientes, para um dado nível de qualidade exigida, e uma remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência (ANEEL, 2005a). E de forma não intrusiva no que tange à gestão dos seus custos, o regulador elabora uma empresa de servirá de parâmetro para distribuidora quando de sua gestão. Essa empresa é chamada de “Empresa de Referência – ER”.

Como já havia falado, a ER tenta simular os procedimentos de gestão de uma empresa real dentro de uma determinada região, com um determinado nível de qualidade do serviço e do produto exigidos. Assim essa ER irá compor a receita requerida refletida nas tarifas de Uso do Sistema de Distribuição TUSD, sinalizando

à concessionária a necessidade de uma avaliação de sua gestão mirando àquela empresa virtual definida na estrutura de suas tarifas.

Além do mais, para compor a parcela gerenciável quando do reposicionamento, o regulador, dentro de uma metodologia previamente definida e sujeita à apreciação de todos os agentes através de uma audiência pública, define a (1) remuneração dos investimentos prudentes (formada por uma cota de depreciação e a remuneração de capital), (2) taxa de retorno adequada (através de uma metodologia internacionalmente conhecida como WACC ou custo médio ponderado de capital), (3) estrutura ótima de capital, e (4) base de remuneração.

Em resumo, para o reposicionamento tarifário (%RT), o que se tem é uma aplicação de fórmula descrita a seguir:

$$\%RT = \frac{RR - OR}{RV}$$

Dado uma receita requerida (RR), calculada dentro dos princípios de equilíbrio econômico e financeiro, diferida de outras receitas (OR) que a concessionária auferiu dentro de 1 ano de referência e projetada para o ano, dividida por uma receita verificada (RV) no ano de referência, a distribuidora então obtém o reposicionamento de suas tarifas.

A RR é obtida pela soma da remuneração permitida e das despesas computáveis, sendo esta última separada em despesa operacional, compra de energia, encargos tarifários e quota de reintegração.

Para melhor exemplificar os componentes que interferem na atual metodologia de cálculo quando do processo de reposicionamento tarifário, resume-se esses dados no quadro a seguir:

Reposicionamento Tarifário %
$RT = [(RR - DRV) / RV]$
1. Receita Requerida (RR)
2. (-) Outras Receitas Verificadas (OR)
3. Receita Verificada (RV)
A. REMUNERAÇÃO PERMITIDA
REMUNERAÇÃO CAPITAL PRÓPRIO
REMUNERAÇÃO CAPITAL DE TERCEIROS
B. DESPESAS COMPUTÁVEIS
B.1 DESPESA OPERACIONAL
Pessoal
Material
Serviço de Terceiros
OUTRAS DESPESAS
B.2 COMPRA DE ENERGIA
ENERGIA COMPRADA
REDE BÁSICA
CONEXÃO
ONS
B.3 ENCARGOS TARIFÁRIOS
RGR
CCC
TAXA DE FISCALIZAÇÃO
CDE
PROINFA
P&D
B.4 QUOTA DE REINTEGRAÇÃO

Quadro 3: Composição dos Itens de um Reposicionamento Tarifário

Fonte: COELCE (2006c).

De outra forma de avaliar, através do quadro acima, a Parcela B de uma distribuidora é definida pelos itens A, B.1 e B.4.

3 FATOR X

O fator X consiste no coeficiente percentual a ser aplicado ao indicador de variação da inflação que corrige a parcela B da fórmula paramétrica de cálculo do índice de reajuste tarifário – IRT, prevista em sub-cláusula do contrato de concessão, quando da execução dos reajustes tarifários anuais que ocorrem entre revisões tarifárias periódicas, promovendo repasse de ganhos de produtividade estimados das concessionárias para os consumidores (ANEEL, 2002a).

Por meio do fator X são estabelecidas as metas de eficiência para o próximo período tarifário que serão expressas na tarifa.

No regime de regulação por incentivos, as regras do jogo estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação cobertos pela Parcela B da receita ao longo do período anterior à revisão tarifária, uma vez que menores custos para um mesmo nível real de tarifas implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital (ANEEL, 2002b).

Segundo a abordagem de “Fluxo de Caixa Descontado” busca-se determinar o fluxo de caixa da empresa regulada com base em cenários alternativos para variáveis de receitas e despesas da empresa regulada e em análises de sensibilidade sobre os parâmetros críticos. Definidos os cenários, determina-se o fluxo de caixa descontado utilizando-se um cálculo do custo de oportunidade de capital, de forma semelhante ao realizado para a definição da taxa de retorno (ANEEL, 2002b).

Para melhor simplificação do objetivo do fator X dentro do regime de regulação econômica extraímos da Nota Técnica ANEEL referente ao cálculo do fator X quando do primeiro ciclo de revisão a seguinte figura:

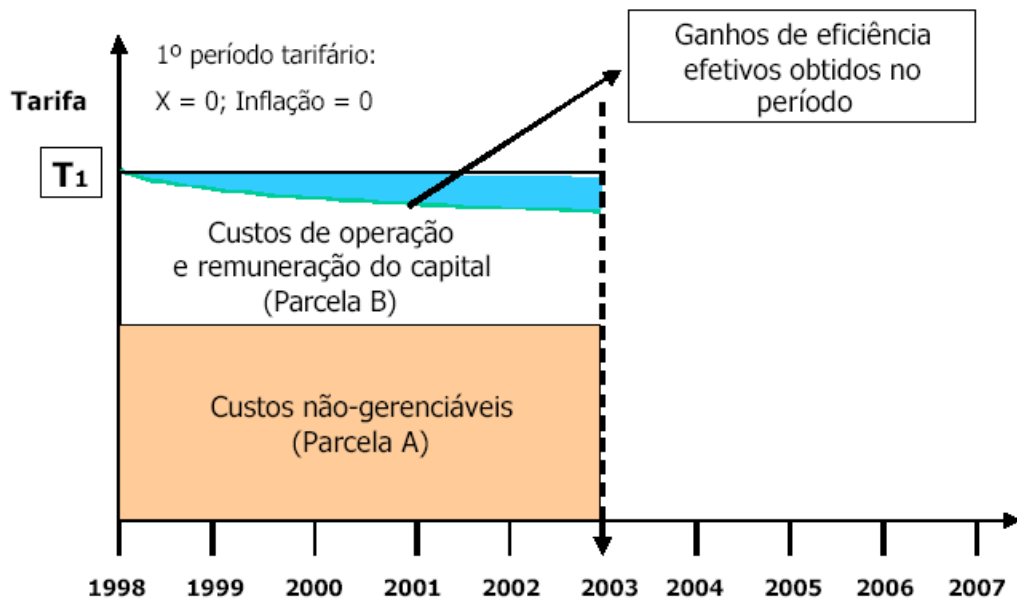


Figura 10: Regime de Regulação por Incentivos

Fonte: ANEEL (2002b).

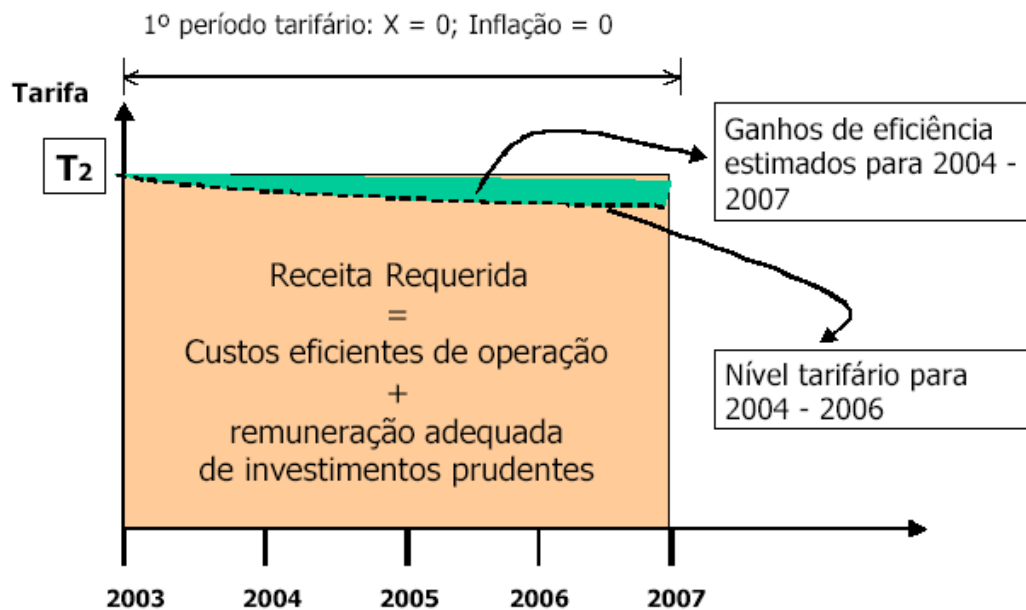


Figura 11: Revisão Tarifária Periódica 2003 (Reposicionamento Tarifário e Fator X)

Fonte: ANEEL (2002b).

Como já havia falado anteriormente, as tarifas quando do reposicionamento são estruturadas de forma que componham única e exclusivamente o nível de “receita requerida”, ou a receita necessária para cobrir os custos eficientes de operação remunerando adequadamente os investimentos incorridos. Daí a projeção

que tente mensurar esse ganho de tal forma que haja satisfatoriamente um compartilhamento do lucro com os consumidores. Esse repasse é expresso pelo cálculo do X (ou fator X).

Agora, suponha que a concessionária, sempre sendo incentivada a reduzir seus custos, consiga um patamar de redução acima do projetado no X. Ao final do período esse ganho será de fato incorporado ao seu patrimônio (ANEEL, 2002b).

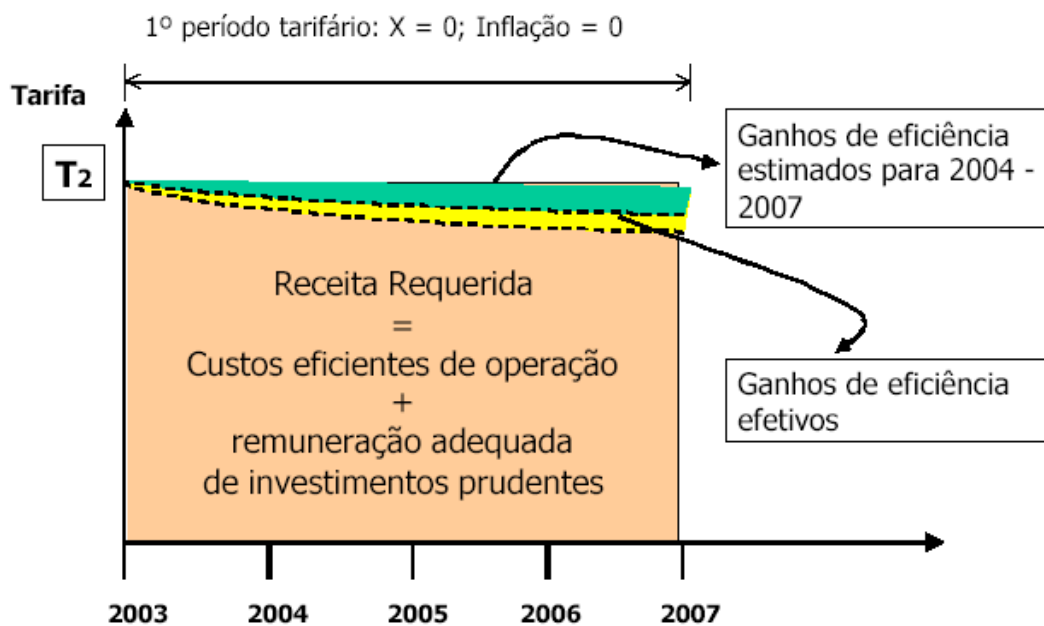


Figura 12: Ganhos de Eficiência Efetivos

Fonte: ANEEL (2002b).

E caso aconteça o contrário, a distribuidora terá auferido uma perda ao invés do ganho por não ter explorado seu potencial de eficiência.

No primeiro ciclo o regulador procurou definir praticamente três componentes precedentes do fator X: X_c , X_a , e X_e , sendo $X_c = f(X_c, X_a, X_e)$. A primeira componente procura refletir a avaliação dos consumidores sobre a concessionária. A segunda reflete a aplicação do índice de preço ao consumidor amplo – IPCA para a componente mão de obra da Parcela B. E a terceira tenta refletir os ganhos de produtividade esperados derivados da mudança de escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica, como pela incorporação de novos consumidores entre revisões (ANEEL, 2004). Fator X calculado da seguinte forma,

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

Já segundo ciclo, ainda processo de definição, inicialmente viu-se a necessidade aprimoramentos na metodologia de avaliação do Xc, o Xa terá único e exclusivo a aplicação do IPCA à parcela da mão de obra e não mais compondo o MIX de índices que corrige a parcela de remuneração e quota de depreciação. Sendo calculado da seguinte forma, $X = X_c \times (IGPM - X_a) + X_a$.

Observe claramente que a componente Xc é retirada da equação, e que em cada X remanescente houve um aprimoramento que seja visto em cada um dos próximos itens que darão tratamento específico.

Inicialmente, será descrito e avaliado cada componente isoladamente uma da outra e do Fator X, mas em um próximo capítulo serão identificadas as sensibilidades mútuas para com o X considerando os aperfeiçoamentos propostos pela em minuta para o 2º ciclo.

3.1 Componente Xc

Os índices apurados com a pesquisa de satisfação do consumidor, por concessionária, serão utilizados para o cálculo da componente “Qualidade”, na composição do Fator X. Este consiste em mecanismo que permite dividir com os consumidores, por meio das tarifas, os ganhos de produtividade das concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Na prática atua como redutor sobre o IGPM, índice utilizado na correção das tarifas, durante os reajustes tarifários anuais, nos anos seguintes à revisão tarifária periódica (ANEEL, 2005c).

Em tese os objetivos essenciais de uma pesquisa para a definição de um fator Xc são (ANEEL, 2005c): avaliar a partir da percepção dos consumidores o grau de satisfação com as concessionárias distribuidoras de energia elétrica; gerar indicadores comparáveis por região e por porte de empresa; gerar um indicador único da satisfação do consumidor que indique a percepção global no setor; complementar as informações de natureza interna (DEC, FEC); e comparar os resultados entre os anos com a mesma metodologia.

No primeiro ciclo, a metodologia aplicada para cálculo do X_c utilizou um modelo benchmark, objetivando premiar a distribuidora quando de uma boa avaliação da percepção do cliente ou penaliza-la quando de uma avaliação ruim.

Ainda no primeiro ciclo o valor do X_c é calculado em cada reajuste tarifário anual, segundo o procedimento $X_c = \frac{IASCb - IASCc}{14}$ (ANEEL, 2004). Sendo X_c limitado ao intervalo $-1 \leq X_c \leq 1$.

O $IASCc$ é o último índice ANEEL de satisfação do consumidor disponível na data do reajuste tarifário anual relativo à concessionária.

E o $IASCb$ é o benchmarking de índice de satisfação. A ANEEL considera como referência o $IASCb$ no valor de 70, reproduzindo então o quadro de referência e ponderação entre os valores:

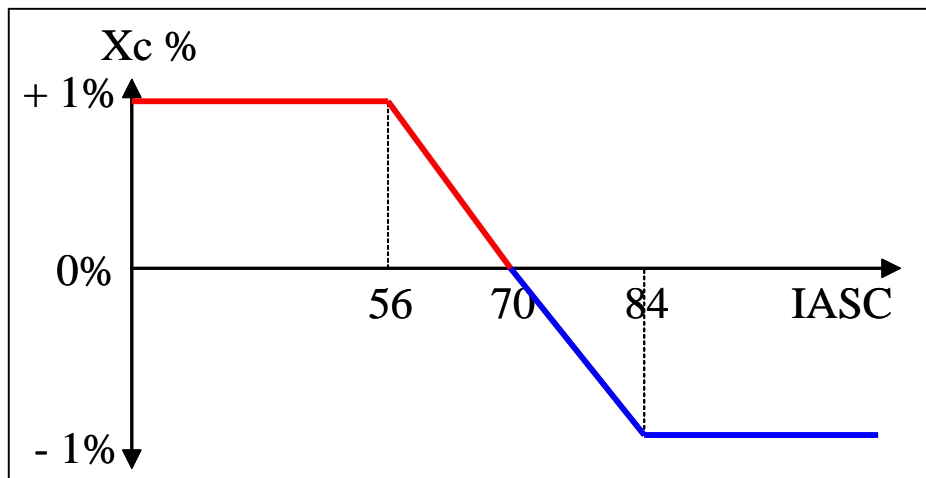


Gráfico 11: Variação Numérica em Função dos Limites do %Xc

Fonte: COPEL (2004).

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 (ANEEL, 2004).

Do gráfico acima pode-se observar claramente os limites de interferência do X_c no fator X . A parte em azul destaca o ganho que a distribuidora em questão auferiu quando da avaliação. Ou seja o X_c é verificado eixo negativo, pois na fórmula do reajuste o Fator X entra negativamente corrigindo a Parcela B .

Já no segundo ciclo o X_c , de certa forma, foi contestado, pelo menos no que se diz respeito à sua metodologia de aferição. A própria ANEEL exclui, inicialmente, a participação do X_c dentro do X , mas sinaliza claramente às distribuidoras em sua Nota Técnica nº 168 de 18/05/2006 – SRE ANEEL a proposta de aperfeiçoamentos da metodologia de aferição do X_c , sendo possível, o retorno do presente objeto na composição do X .

[...] Assim, visando aperfeiçoar a metodologia adotada no primeiro ciclo revisional, a ANEEL, por meio da Superintendência de Regulação da Comercialização – SRC e da Superintendência de Mediação Administrativa – SMA, apresentará, para o próximo ciclo, um instrumento que possa mensurar de forma transparente e adequada a real percepção do consumidor em relação aos serviços prestados. Os resultados desse instrumento deverão ser convertidos em multas, que serão utilizadas para a modicidade tarifária. Portanto, propõe-se que o componente X_c seja retirado da composição do Fator X (ANEEL, 2006d).

E pode-se verificar claramente a motivação dos agentes de distribuição em concordar com a ANEEL quando da necessidade de melhorias na metodologia. A COELCE em sua contribuição sobre o fator X para o 2º ciclo de revisão tarifária, escreve:

[...] Entendemos como correta e apoiamos a proposta da ANEEL quanto à eliminação do componente X_c do cálculo do Fator X e que a percepção do consumidor seja avaliada por outro mecanismo que possa mensurar de forma adequada e transparente essa percepção. A utilização de um mecanismo, tipo o da pesquisa anual Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC, para valoração do X_c , não se mostrou adequado, pois pode induzir a uma avaliação insatisfatória contra a distribuidora em benefício próprio, além de que obriga o recálculo anual do Fator X , quando esse deveria ter um valor único para todo o período tarifário. Nessas condições, a metodologia será mais coerente com a regulação por incentivos, pois será fixada uma meta de produtividade para a

concessionária até a sua próxima revisão tarifária periódica (ANEEL, 2006d).

Para mais detalhes sobre a metodologia da pesquisa IASC, ver relatório geral da pesquisa do índice de satisfação do consumidor em 2004.

3.2 Componente Xa

O Anexo VI (pág.80) da minuta de Resolução indica que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), mediante a Resolução CNPE nº 1, de 4 de abril de 2003, 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 (CNPE, 2006).

A metodologia definida permite determinar o valor do componente Xa de modo que a aplicação do índice (IGPM - Xa), em cada reajuste tarifário anual, assegure a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário (ANEEL, 2004).

Para fins de melhor entendimento, segue-se com as fórmulas que foram definidas no primeiro ciclo o valor de Xa em cada reajuste.

Necessariamente, por definição, o Xa varia em função do IGP-M e de um índice, tal que mantenha os critérios estabelecidos pela CNPE. Está na Resolução 055/2004:

$$Xa = IGPM - IAPB$$

IAPB é definido pela composição de um MIX de índices IGPM e IPCA que corrigem as participações dos custos operacionais (CO), remuneração sobre o capital e depreciação (RC), e tributos e outros encargos (TOE) sobre o valor da parcela B da receita da distribuidora.

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

Onde IACO é definido pela correção do IGPM e IPCA da participação do custo com materiais e equipamentos (CO_{ME}) e custo com mão de obra (CO_{MO}) sobre os custos operacionais (CO), e IARC pela correção do IGPM e IPCA da participação do custo com materiais e equipamentos (CO_{ME}) e custo com mão de obra (CO_{MO}) sobre a base de remuneração regulatória bruta (BRR_b).

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

$$IARC = \left(\frac{CO_{ME}}{BRR_b} \right) x IGPM + \left(\frac{CO_{MO}}{BRR_b} \right) x IPCA$$

Observa-se claramente que em nenhum momento o X_a está refletindo de alguma forma o caráter original do X, uma vez que aquele não se baseia em nenhum parâmetro de produtividade e eficiência.

Já no 2º ciclo, em sua minuta de resolução, a ANEEL faz algumas melhorias no cálculo do X_a , mas mantém seu efeito dentro X.

Entre essas mudanças, vale destacar a exclusão do efeito do IPCA sobre a remuneração do capital e sobre a depreciação (RC), sendo aplicado apenas o IGPM em sua totalidade, e a retirada do efeito dos tributos TOE com o objetivo de compatibilizá-la com os aditivos aos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, que estabeleceram a exclusão do PIS/COFINS e P&D da Parcela B.

Em um próximo capítulo serão avaliadas, mais precisamente, as sensibilidades do X_a .

A ANEEL diz que a grande motivação para essa exclusão é que a aplicação do IPCA sobre a parcela da mão de obra da remuneração de capital e à depreciação traria inconsistência regulatória frente à metodologia proposta pela ANEEL para a reavaliação da base de remuneração (ANEEL, 2006d).

$$Xa = IGPM - \overline{IAPB}$$

\overline{IAPB} é uma espécie de IAPB definida no primeiro ciclo, mas que exclui o efeito do TOE e do IPCA dentro do IARC.

$$\overline{IAPB} = \left(\frac{CO}{VPB} \right) x IACO + \left(\frac{RC}{VPB} \right) x \overline{IARC}$$

IACO é definido igualmente ao do 1º ciclo.

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

Já o \overline{IARC} , como falado anteriormente, exclui o efeito do IPCA sobre a parcela mão de obra (CO_{MO}).

$$\overline{IARC} = IGPM$$

$$\text{Resultando em: } Xa = IGPM - \left[\left(\frac{CO}{VPB} \right) x IACO + \left(\frac{RC}{VPB} \right) x IGPM \right].$$

Matematicamente, quando se compara com o disposto no 1º ciclo chega-se às seguintes diferenças:

$$Xa_1 = IGPM - IAPB, \quad Xa_1: \text{Xa do 1º ciclo.}$$

$$Xa_2 = IGPM - \overline{IAPB}, \quad Xa_2: \text{Xa do 2º ciclo.}$$

$$Xa_2 - Xa_1 = IAPB - \overline{IAPB}$$

$$\therefore IAPB - \overline{IAPB} =$$

$$= \left[\left(\frac{CO}{VPB} \right) x IACO + \left(\frac{RC}{VPB} \right) x IARC + \left(\frac{TOE}{VPB} \right) x IGPM \right] - \left[\left(\frac{CO}{VPB} \right) x IACO + \left(\frac{RC}{VPB} \right) x IGPM \right] =$$

$$Xa_2 - Xa_1 = \left(\frac{RC}{VPB} \right) x (IARC - IGPM) + \left(\frac{TOE}{VPB} \right) x IGPM$$

Levando em consideração que a Parcela B do primeiro ciclo está excluída do valor dos tributos (TOE), entende-se que a 2ª parcela da equação acima não tem interferência ou efeito econômico para a distribuidora. Assim, as diferenças entre o 1º ciclo e o 2º ciclo no X_a se convergem para:

$$X_{a_2} - X_{a_1} = \left(\frac{RC}{VPB} \right) x (IARC - IGPM)$$

Ou seja, a única diferença está no MIX de índices presentes no IARC referente ao 1º ciclo, se comprovando, dessa forma, o disposto na minuta do 2º ciclo sobre o fator X quanto ao IPCA sobre a mão de obra da remuneração do capital e da depreciação.

Avaliando a fórmula do Fator X, anteriormente apresentada, procura-se identificar sua consistência, partindo do X_a definido no segundo ciclo e chegando ao X. Para isso foi aproveitado uma metodologia de agrupamento apresentada no XII seminário SEPEF pela COPEL em 2004.

Sabe-se que a correção da parcela B (VPB) quando dos reajustes anuais é definida por:

$$VPB * (IGPM - X) = VPB * (1 - X_e) * \overline{IAPB}$$

$$VPB * (IGPM - X) = VPB * (1 - X_e) * (IGPM - X_a)$$

$$IGPM - X = (1 - X_e) * (IGPM - X_a)$$

$$X = IGPM - (1 - X_e) * (IGPM - X_a)$$

$$X = IGPM - (IGPM - X_a - X_e * IGPM + X_e * X_a)$$

$$X = X_e * (IGPM - X_a) + X_a$$

Análogo ao do 1º ciclo excluído do X_c .

3.3 Componente Xe

Componente do Fator X que procura compartilhar com os consumidores os ganhos das distribuidoras devido ao aumento de escala, seja ela pelos números de clientes conectados à rede de distribuição ou do aumento do consumo e uso do sistema.

No momento do reposicionamento tarifário, as tarifas são estabelecidas com base no nível de custos e investimentos eficientes para o Ano-Teste, ou seja, o ano tarifário seguinte à data da revisão. Entretanto, para os anos posteriores, a concessionária tende a obter ganhos de escala ao atender uma demanda maior com custos incrementais menores. Esse ganho de produtividade não é decorrente de uma maior eficiência na gestão da empresa sobre seus custos operacionais, mas sim de um aumento no mercado atendido. Em termos práticos, isso significa que a concessionária pode obter uma receita maior sem que os custos correspondentes aumentem na mesma proporção. Por isso, a bem da modicidade tarifária prevista no contrato de concessão, o efeito do ganho de produtividade refletido na receita da empresa deve ser repassado às tarifas pagas pelos consumidores (ANEEL, 2006d).

O Xe é calculado uma única vez a cada reposicionamento tarifário, mas é aplicado em cada reajuste anual definido para a distribuidora.

No primeiro ciclo de revisão, a ANEEL definiu em sua resolução 055/2004 que para o cálculo do Xe seria utilizado o método de fluxo de caixa descontado, já aprofundado nos primeiros capítulos desse aparato, ou FCD, do tipo *Forward Looking*.

Esse método visa determinar os efeitos no fluxo de fundos da distribuidora, considerando o seu crescimento de mercado ou mudanças na escala do negócio. O FCD considera o enfoque nos investimentos estimados para atender o crescimento previsto do consumo e do número de clientes.

Esse método é simples. Ele igual 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 no início do período tarifário, captando quaisquer tipo de ganhos adicionais do negócio (ANEEL, 2004).

Segue a metodologia de cálculo aplicada no 1º ciclo de revisão tarifária para ponderação do Xe. O fluxo de caixa (FC) é definido pela entre a receita operacional da distribuidora que é igual a Parcela B, e os valores dos tributos de PIS/PASEP, COFINS e P&D (TRIB), custos com operação e manutenção (O&M) e investimentos realizados (INV), dependentes do valor do ativo no final do período e no início, bem como da depreciação. Todos esses itens dentro do período tarifário.

$$FC = RO - TRIB - O \& M - INV$$

$$A_1 = A_0 + INV - d_1$$

Além do mais tem-se que o valor de A_0 é definido pela soma dos VPLs do fluxo de caixa da distribuidora e o valor do ativo no período tarifário i . Assim,

$$A_0 = VPL(FC_1) + VPL(A_1)$$

Substituindo o FC e A na equação acima:

$$A_0 = VPL(RO_1 - TRIB_1 - O \& M_1 - INV_1) + VPL(A_0 + INV - d)$$

$$A_0 = \frac{(RO_1 - TRIB_1 - O \& M_1 - INV_1)}{1+r} + \frac{(A_0 + INV - d)}{1+r}$$

Onde r é a taxa de desconto suficiente que assegure a remuneração adequada à distribuidora com retorno igual ao WACC. E considerando os N anos de períodos tarifários (previstos no contrato de concessão) entre os reposicionamentos, Xe será uma constante tal que equilibre a equação, descontado do importo de renda (g).

$$A_0 = \sum_{i=1}^N \left[\frac{(RO_i * (1 - Xe)^{(i-1)} - TRIB_i - O \& M_i - d_i) * (1 - g) + d_i - INV}{(1 + rWACC)^i} \right] + \frac{(A_N)}{(1 + rWACC)^N}$$

A_N é o valor dos ativos no final do período tarifário.

Análogo ao 1º ciclo, a ANEEL no 2º ciclo, em sua minuta de NT 168/2006, apenas retira do Xe o efeitos dos tributos (TRIB), simular ao que foi procedido no cálculo do Xa, motivado pelos aditivos dos contratos de concessão.

$$A_0 = VPL(FC_1) + VPL(A_1)$$

$$A_0 = VPL(RO_1 - O \& M_1 - INV_1) + VPL(A_0 + INV - d)$$

$$A_0 = \frac{(RO_1 - O \& M_1 - INV_1)}{1+r} + \frac{(A_0 + INV - d)}{1+r}$$

$$A_0 = \sum_{i=1}^N \left[\frac{(RO_i * (1 - Xe)^{(i-1)} - O \& M_1 - d_i) * (1 - g) + d_i - INV}{(1+rWACC)^i} \right] + \frac{(A_N)}{(1+rWACC)^N}$$

Mais uma vez, o efeito da retirada do efeito dos tributos (TRIB) não produz efeito no Xe, até por que o RO já está sem os tributos em sua composição.

Assim, para se utilizar a metodologia de FCD, através da equação acima, é necessário estimar, para o período tarifário, as seguintes variáveis: receita; custos operacionais; investimentos; e base de remuneração.

A proposta é que receita seja definida a partir do mercado projetado de energia elétrica e pela tarifa média. A informação de crescimento de mercado informada pela distribuidora deverá seguir as regras estatísticas definidas nos procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST (ANEEL, 2006d). E essa informação servirá de base para o cálculo dos investimentos necessários, utilizando o SISPAI como ferramenta computacional adotado pela ANEEL.

Sobre os custos operacionais, segue quadro resumo retirado da minuta NT 168/2006 ANEEL:

	Operação e Manutenção	Gestão Comercial	Administração
Mão-de-Obra	Os custos com mão-de-obra são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de empregados, a qual considera a previsão 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.		
Material e Serviços	Os custos com material e serviços são projetados conforme a estimativa de crescimento das vendas de energia elétrica, mantendo a proporção, obtida para o Ano-Teste, entre esses custos e as vendas totais.	Os custos com material e serviços são projetados conforme a estimativa de crescimento da quantidade de consumidores, mantendo a proporção, obtida para o Ano-Teste, entre esses custos e a quantidade total de consumidores.	Os custos com material e serviços são mantidos constantes nos valores definidos para a <i>Empresa de Referência</i> .

Quadro 4: Projeção dos Custos Operacionais

Fonte: ANEEL (2006d).

Para a base de remuneração a proposta da ANEEL é que considere as altas e baixas de 2006 até o período de revisão do 2º ciclo precificadas por um banco de preços previamente definido, mas submetido à audiência pública.

E para a depreciação, quando da revisão a ANEEL estabelece uma taxa correspondente às instalações de distribuição que formam a base de remuneração da concessionária. Nas simulações, serão adotados premissas ou cenários para avaliar as sensibilidades das componentes dentro do fator X.

4 SIMULAÇÕES

Inicialmente será avaliado cada componente do fator X definidas na minuta de nota técnica nº 168/2006 ANEEL como base para o processo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica do 2º ciclo: 1) Xa e 2) Xe.

Para cada X em questão será analisado o efeito isoladamente uma da outra sob uma evolução de referências (índices macroeconômicos, empresa de referencia, base de remuneração etc).

Para avaliação do Xa montou-se um cenário com as seguintes características de empresa tipicamente com, em média, 2,5 milhões de consumidores atendidos no nordeste, e com um sistema de distribuição tipicamente desequilibrado:

Fator X		
Fator X = $(Xe + Xc) * (1 + IGPM - Xa) + Xa$		0,00%
Xe		0,0000%
		Estrutura de Participação
Empresa de Referência	310.000.000	100%
Custos Operacionais - Mão de Obra	160.000.000	52%
Custos Operacionais - Materiais e Equipamentos	150.000.000	48%
IACO	3,00%	
Parcela B	550.500.000	100%
Remuneração BRR	150.000.000	27%
Quota de Reintegração	75.000.000	14%
Empresa de Referência	310.000.000	56%
Provisão Devedores Duvidosos	15.500.000	3%
IAPB	3,00%	
Xa		0,0000%
IGPM		3,00%
IPCA		3,00%

Quadro 5: Variáveis do Fator X (Cenário Empírico)

Fonte: do autor.

Simplesmente variando o IGP-M e IPCA mutuamente do intervalo de -3% até +3% e anulando inicialmente o efeito do Xe na composição das variáveis, montou-se a tabela a seguir:

Tabela 10: Variação do Xa em Função do IGP-M e do IPCA

IGP-M	IPCA	Xa	IGP-M	IPCA	Xa
-3,00%	-3,00%	0,00%	1,00%	-3,00%	1,20%
-3,00%	-2,00%	-0,30%	1,00%	-2,00%	0,90%
-3,00%	-1,00%	-0,60%	1,00%	-1,00%	0,60%
-3,00%	0,00%	-0,90%	1,00%	0,00%	0,30%
-3,00%	1,00%	-1,20%	1,00%	1,00%	0,00%
-3,00%	2,00%	-1,50%	1,00%	2,00%	-0,30%
-3,00%	3,00%	-1,80%	1,00%	3,00%	-0,60%
-2,00%	-3,00%	0,30%	2,00%	-3,00%	1,50%
-2,00%	-2,00%	0,00%	2,00%	-2,00%	1,20%
-2,00%	-1,00%	-0,30%	2,00%	-1,00%	0,90%
-2,00%	0,00%	-0,60%	2,00%	0,00%	0,60%
-2,00%	1,00%	-0,90%	2,00%	1,00%	0,30%
-2,00%	2,00%	-1,20%	2,00%	2,00%	0,00%
-2,00%	3,00%	-1,50%	2,00%	3,00%	-0,30%
-1,00%	-3,00%	0,60%	3,00%	-3,00%	1,80%
-1,00%	-2,00%	0,30%	3,00%	-2,00%	1,50%
-1,00%	-1,00%	0,00%	3,00%	-1,00%	1,20%
-1,00%	0,00%	-0,30%	3,00%	0,00%	0,90%
-1,00%	1,00%	-0,60%	3,00%	1,00%	0,60%
-1,00%	2,00%	-0,90%	3,00%	2,00%	0,30%
-1,00%	3,00%	-1,20%	3,00%	3,00%	0,00%
0,00%	-3,00%	0,90%			
0,00%	-2,00%	0,60%			
0,00%	-1,00%	0,30%			
0,00%	0,00%	0,00%			
0,00%	1,00%	-0,30%			
0,00%	2,00%	-0,60%			
0,00%	3,00%	-0,90%			

Fonte: do autor.

Em termos gráficos pode-se esboçar o seguinte:

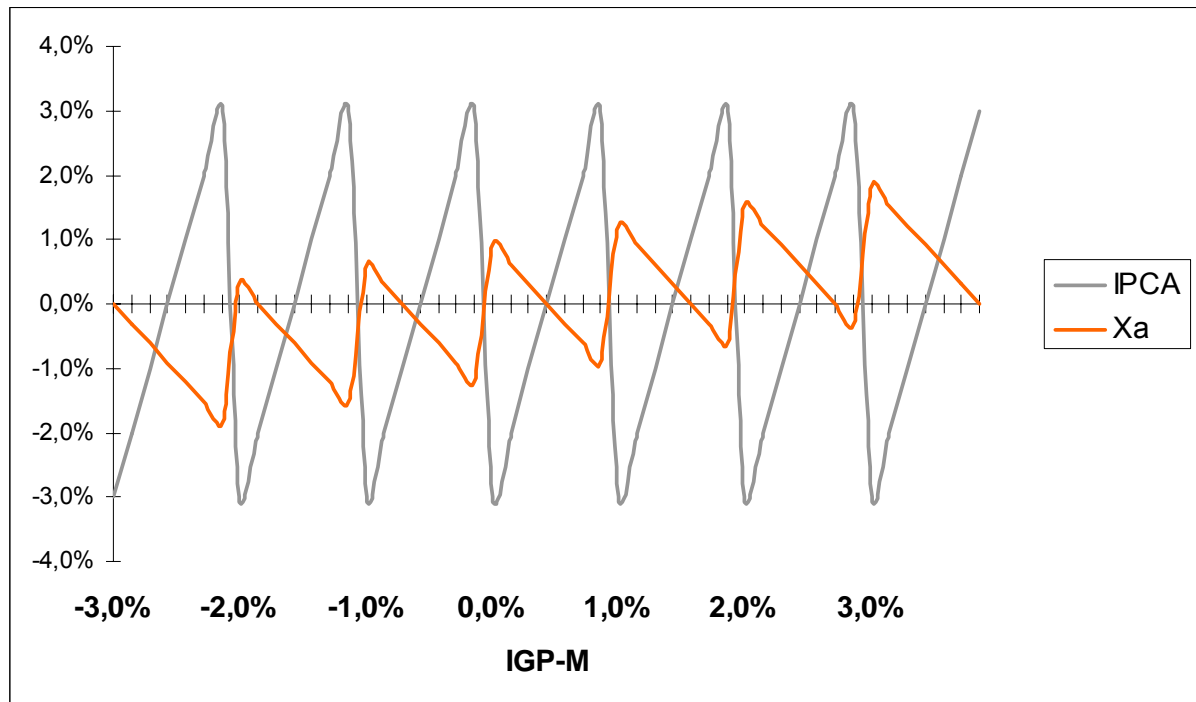


Gráfico 12: IPCA x Xa x IGP-M

Fonte: do autor.

Ao avaliar-se, por exemplo, que o comportamento do Xa em função dos índices macroeconômicos é linear. Por exemplo, dado um dado valor de IGP-M de 0%, o valor do Xa varia inversamente proporcional com a variação do IPCA. E que a amplitude de variação observada no IPCA é bem superior ao existente do Xa. Isso quer dizer que o Xa não é muito sensível à variação do IPCA.

Pode-se afirmar ainda que a curva média de crescimento do Xa em função da variação do IGP-M têm uma primeira derivada baixa, ou, o Xa cresce com o IGP-M em uma velocidade baixa.

Avaliando isoladamente esses pontos acima, em termos estratégicos, para uma distribuidora, é muito mais interessante que essa variação desses índices estejam próximo a zeros. E que a relação entre IPCA e IGP-M seja o maior possível. Tudo isso procurando obter um valor de Xa o menor possível. Será observado isso com mais detalhe quando juntarmos o Xa com Xe dentro do X e mirando o resultado final na correção da parcela B IVI-X. do ponto de vista para o consumidor não se pode avaliar apenas o Xa, pois o aumento da tarifa está, atualmente, muito mais

correlacionada com o aumento da Parcela A do que mesmo com a correção existente na parcela B.

Ainda mais sobre esse cenário de discussão observa-se que a correção existente na parcela B para os mesmos intervalos acima avaliados se estabelece sempre positiva para a distribuidora a partir de um IPCA acima de 0% e ao mesmo tempo um IGP-M acima de 1%. E quanto maior o valor de IPCA em relação ao IGP-M para um IGP-M acima de 1%, maior será a correção da parcela B para a distribuidora.

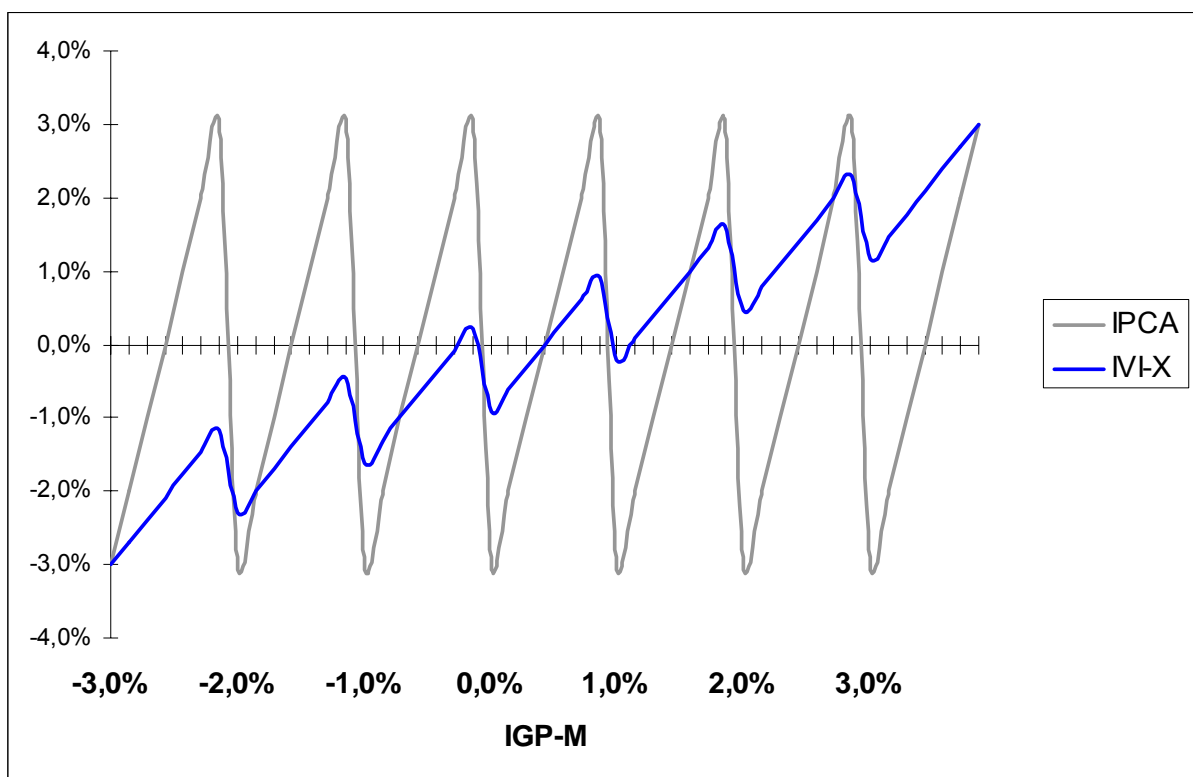


Gráfico 13: IPCA x IVI-X x IGP-M

Fonte: do autor.

Nesse caso, fica confirmado, o que havia falado anteriormente, que quanto maior a variação IPCA e IGP-M maior será a correção na parcela B ou na margem da distribuidora.

Avaliando por outro ponto de vista, quanto à relevância que cada componente tem dentro do fator X, variando nesse momento não mais o efeito dos índices macroeconômicos, mas sim a “estrutura de participação” entre os demais

componentes do X, partindo da estrutura inicial (acima especificada), mantendo a nulidade do efeito do Xe (por enquanto), ajustando a relação IPCA/IGPM para o ponto ótimo observado no gráfico anterior, e variando em 10% cada componente, encontram-se as seguintes sensibilidades:

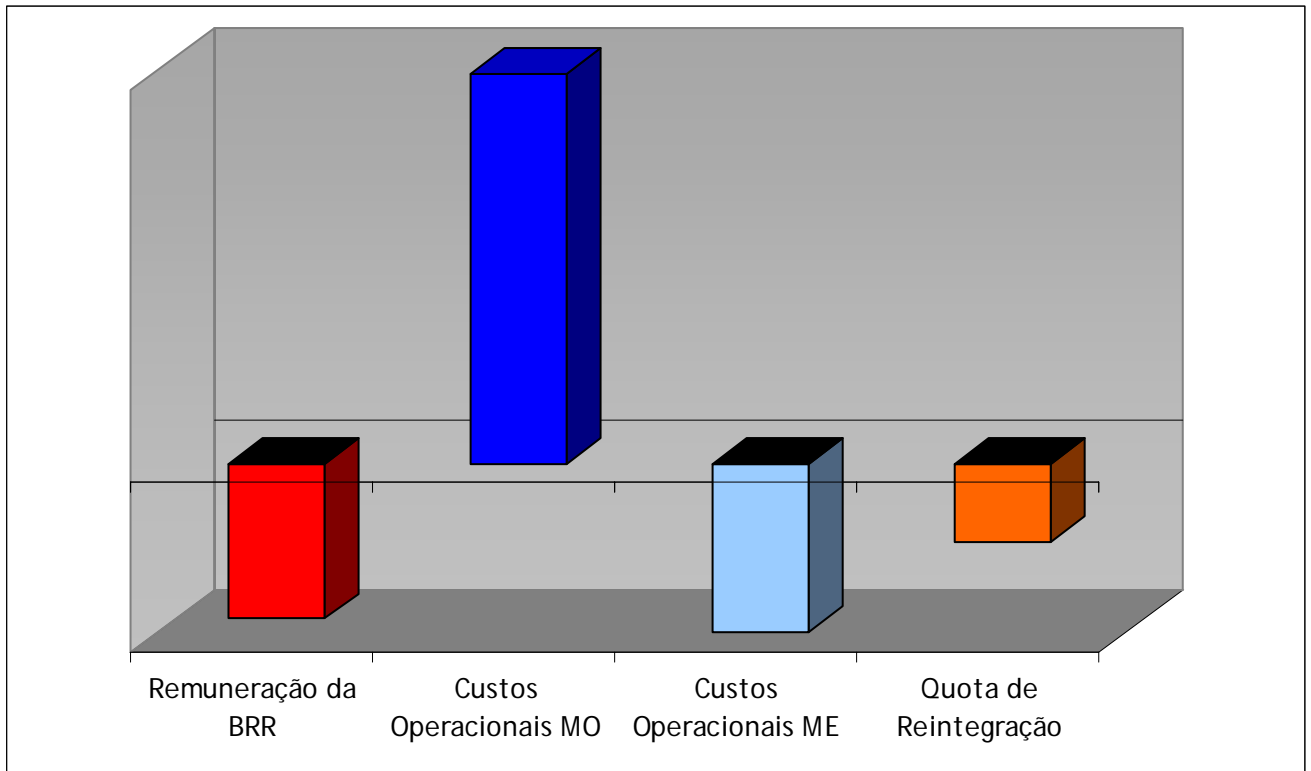


Gráfico 14: Influência das Componentes IVI-X (Cenário Empírico)

Fonte: ao autor.

Observa-se perfeitamente que em termos de amplitude em torno da sensibilidade das variáveis que compõem o fator X os custos operacionais em mão de obra têm a maior relevância dentre os demais. É de se perceber ainda que para a mesma variação de 10% entre as componentes os custos operacionais com mão de obra influem em até 6 vezes mais quando comparado o item quota de reintegração (o de menor peso). Além do mais um aumento nesses custos reflete no IVI-X de forma positiva.

Vale lembrar que o X_a é calculado anualmente quando do reajuste tarifário e aplicado também ao X.

Com relação ao componente Xe, o valor é calculado quando do reposicionamento tarifário considerando os *any* anos para frente até o próximo reposicionamento contratual, porém, assim como o Xa, ele também é aplicado, de forma maneira constante, ao X anualmente quando do reajuste tarifário.

A seguir será avaliado o reflexo das componentes do Xe dentro do todo, bem como seus reflexos na margem final da distribuidora de energia elétrica. Segue cenário que será adotado como premissas:

(1) Considerou-se a data de janeiro de 2007 o processo de reposicionamento tarifário da distribuidora X em avaliação.

(2) Contratualmente essa concessionária tem 4 anos de período entre uma revisão e outra.

(3) É uma empresa de porte médio (até 1.500 colaboradores próprios), com uma área de concessão de aproximadamente 100 Km² mil, que atende 2,5 milhões de clientes, com mercado de energia dividido, em sua grande relevância, entre residencial e industrial.

(4) A sua classe residencial tem características predominantemente rurais.

Segue quadro resumo:

	Ano 1
	2007
[1] FC	100.000.000
[2] RO	535.000.000
[3] Remuneração	220.000.000
[4] O&M	315.000.000
[5] ER	310.000.000
[6] Inadimplência	5.000.000
[7] A1	955.000.000
[8] Inv	120.000.000
[9] A0	900.000.000
[10] d1	65.000.000
[11] rWACC	11,26%
[12] g	34,0%
[13] i	1

Quadro 6: Componentes do Xe (Cenário Empírico)

Fonte: do autor.

O fluxo de caixa (FC) é definido como sendo a diferença entre a receita operacional (RO) ou Parcela B e a soma de O&M e investimentos (INV). A receita operacional (OR) é definida pela soma da remuneração da empresa e o O&M. Este último por sua vez é a soma do valor da empresa de referência (ER) e inadimplência definida quando da revisão.

O valor do ativo no final do período anual (A1) é a soma dos investimentos (INV) com o ativo no início do ano (A0) subtraído da depreciação ao final de cada ano (d1). RWACC é a taxa de retorno definido pela ANEEL quando da revisão. E G é a alíquota de imposto de renda.

Para o cálculo do Xe foi adotado, nesse caso, 4 anos (N=4) entre os períodos de reposicionamento, onde cada ano (i) é levado em consideração para o cálculo do Xe para o valor presente, que no caso, o ano de 2006.

Dessa forma para atender a fórmula:

$$A_0 = \sum_{i=1}^N \left[\frac{(RO_i * (1 - Xe)^{(i-1)} - O \& M_1 - d_i) * (1 - g) + d_i - INV}{(1 + rWACC)^i} \right] + \frac{(A_N)}{(1 + rWACC)^N}$$

As variáveis foram projetadas de forma regular e consistente com a realidade, partindo como referência dos seguintes números.

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
	2007	2008	2009	2010
[1] FC1	100.000.000	109.200.000	119.220.000	130.131.480
[2] RO1	535.000.000	564.000.000	595.104.000	628.404.480
[3] Remuneração	220.000.000	237.600.000	256.608.000	277.136.640
[4] O&M1	315.000.000	326.400.000	338.496.000	351.267.840
[5] ER	310.000.000	322.400.000	335.296.000	348.707.840
[6] Inadimplência	5.000.000	4.000.000	3.200.000	2.560.000
[7] A1	955.000.000	1.015.150.000	1.080.875.500	1.152.635.035
[8] Inv1	120.000.000	128.400.000	137.388.000	147.005.160
[9] A0	900.000.000	955.000.000	1.015.150.000	1.080.875.500
[10] d1	65.000.000	68.250.000	71.662.500	75.245.625
[11] rWACC	11,26%	11,26%	11,26%	11,26%
[12] g	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%
[13] i	1	2	3	4

Quadro 7: Projeção das Componentes do Xe (Cenário Empírico)

Fonte: do autor.

Para a remuneração e inadimplência foi-se definida uma trajetória linear com crescimentos regulares ao ano em torno dos 8%. Para a empresa de referência crescimentos anuais de 4%. Os investimentos tiveram uma correção anual de 7%/ano. E o ativo no início do ano juntamente à depreciação com crescimentos de 5%/ano.

Supondo essas trajetórias para a empresa em questão, foi elaborado, da mesma maneira do Xa, evoluções percentuais de cada componente em questão para saber a relevância ou peso de cada uma dentro do Xe, e conseqüentemente dentro do X.

Inicialmente, para o cenário acima especificado o Xe é aquele que equilibra a equação anterior, levando em consideração que rWACC definido pela ANEEL quando da revisão que no caso adotou-se 11,26%.

Assim Xe, em termos de aplicação matemática é que zere a diferença abaixo, ou melhor, que o A0 calculado seja igual ao A0 no início do período.

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	[AN]	A0 Calculado
1- A0 Calculado	42.513.033	41.701.176	40.906.125	40.127.114	752.203.922	917.451.370
2- A0	900.000.000					
Diferença [1] - [2]	17.451.370					

Xe 0,00%

Quadro 8: Cálculo do Xe (Cenário Empírico)

Fonte: do autor.

Ou seja Xe será de 1,04% para que atenda ao explanado anteriormente.

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	[AN]	A0 Calculado
1- A0 Calculado	42.513.033	38.561.864	34.982.791	31.738.389	752.203.922	900.000.000
2- A0	900.000.000					
Diferença [1] - [2]	0					

Xe 1,04%

Quadro 9: Xe Calculado (Cenário empírico)

Fonte: do autor.

Em termos de X, um Xe positivo significa a o IVI já será diminuído de algum valor positivamente calculado anualmente. Pois:

$$X = Xe * (IGPM - Xa) + Xa$$

Se aumentarmos gradativamente, percentualmente, cada componente independente (remuneração de capital e empresa de referência) de 0% a 75%, e mantendo a proporção para as demais, encontrou-se valores de Xe's que equilibrem a equação, podendo, dessa forma, identificar o peso de tais variáveis.

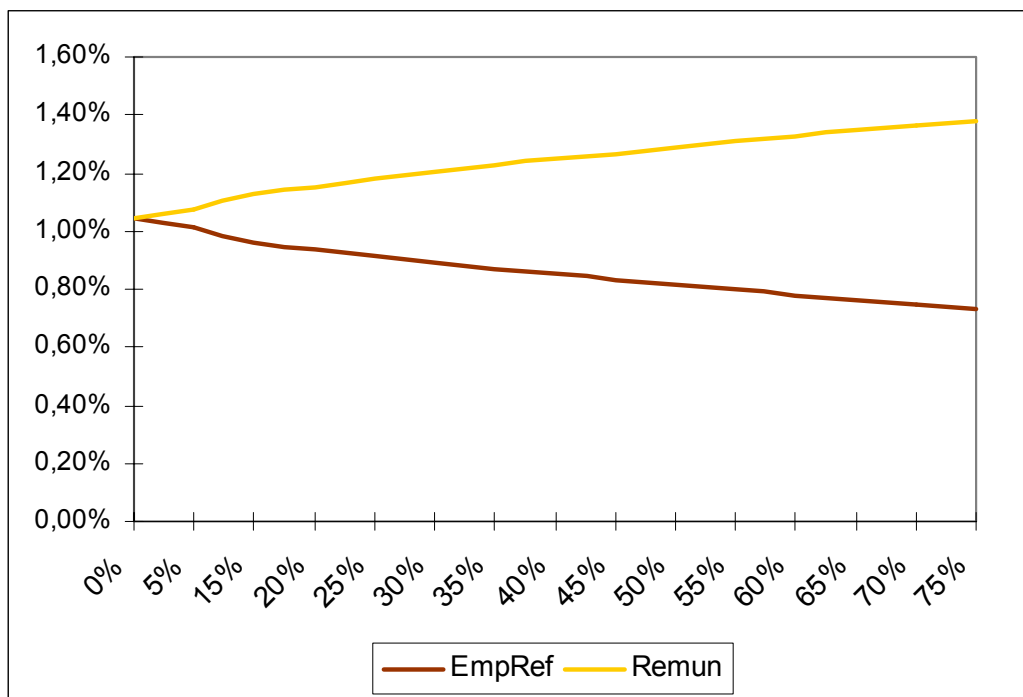


Gráfico 15: Xe em Função das Variações das Componentes

Fonte: ao autor.

Observa-se claramente que o Xe cresce quando do aumento do ganho por remuneração, e decresce, praticamente na mesma derivada primeira (ou velocidade), quando do aumento dos valores de empresa de referência. Para este último o reflexo dentro da correção da parcela nos IRTs é um reflexo positivo do ponto de vista da distribuidora. Ou seja, em tese isso que dizer que anualmente, pela definição dos custos iniciais e suas projeções, existe uma necessidade de maior ingresso em sua margem de distribuição.

Delicadamente, observa-se ainda que entre 5% a 15% de variação linear ao ano, o comportamento das curvas distorce um pouco da média, quando da inclinação. Melhor avaliando, isso que dizer que dentro desse intervalo é como se a relevância dessas componentes dentro do Xe fosse mais enfática do que fora dele.

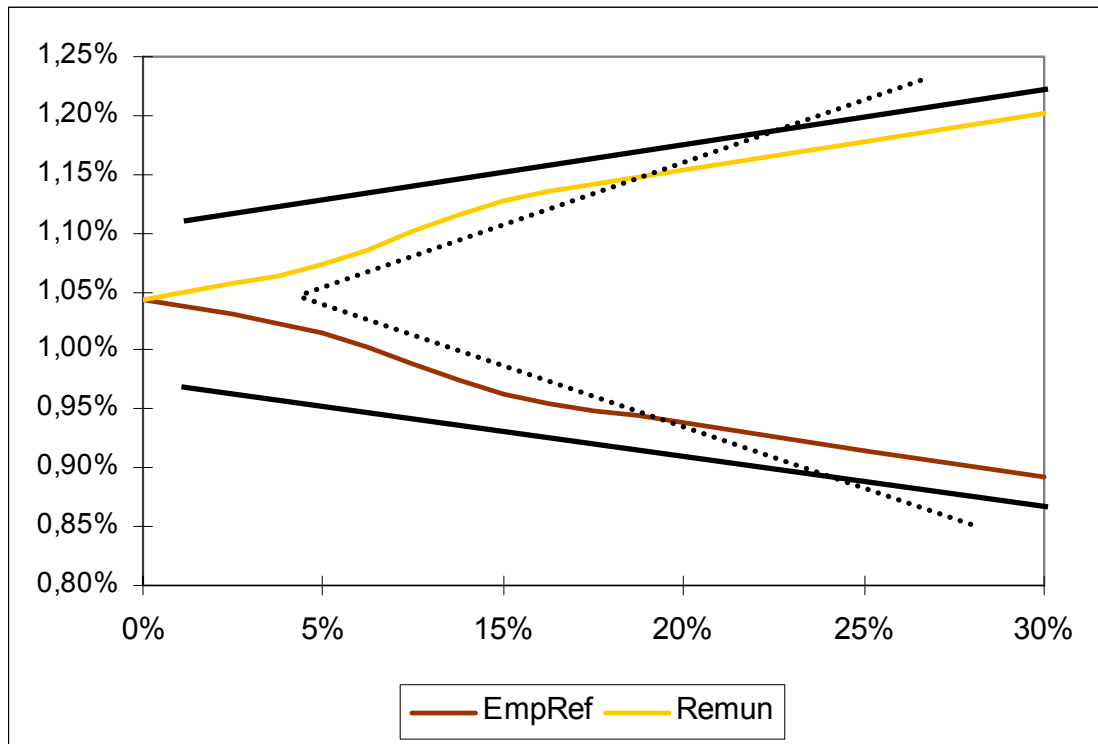


Gráfico 16: Relevância das Curvas do Xe dentro do Intervalo de Variação Definido

Fonte: ao autor.

Em preto pode-se observar a velocidade (sensibilidade) das curvas fora do intervalo de 5% a 15%. Dentro do intervalo, verifica-se que para um mesmo 1% de variação tem-se uma maior sensibilidade do Xe nessas componentes (ver curva tracejada). Em resumo o Xe para pequenas variações das componentes, no caso específico remuneração do capital e empresa de referência, entre 5% a 15% tem um comportamento irregular quando se compara com outras variações. Do ponto de vista para a distribuidora, o intervalo de variação entre 5% a 15% na empresa de estará representando maiores ganhos na correção da parcela B, ou mais risco se não bem definidos os custos de mão de obra e materiais e equipamentos, os quais compõe a empresa de referência.

Segue outra forma de avaliar o que foi dito através da amplitude das curvas sob um enfoque de “por unidade” ou de mesma base.

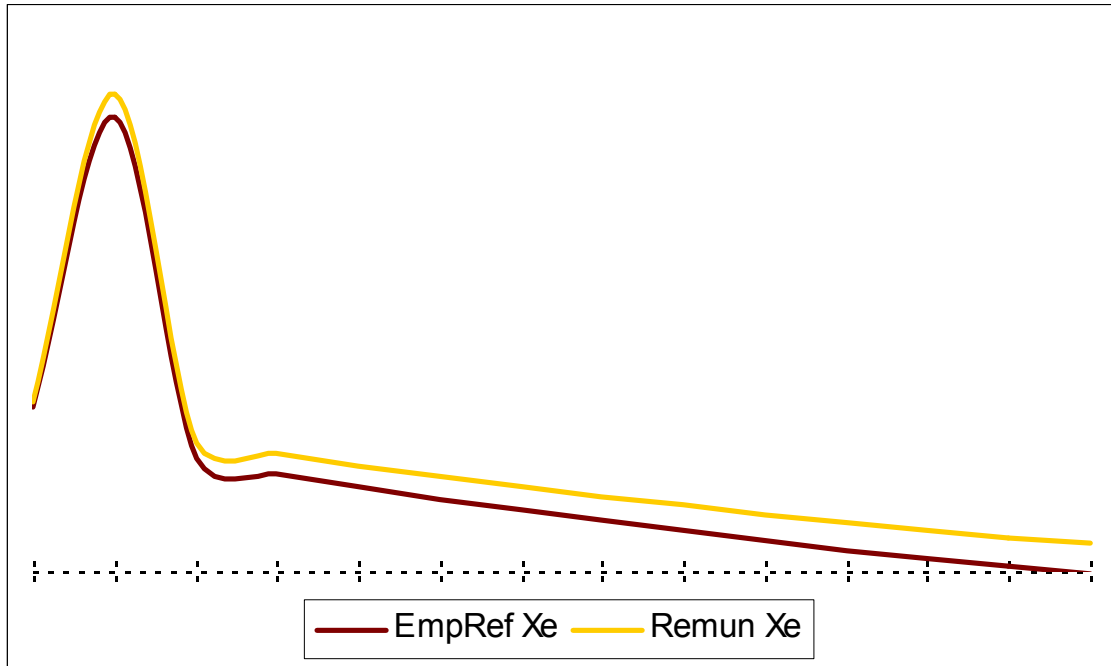


Gráfico 17: Amplitude das Curvas. Análise de Ganho x Risco

Fonte: ao autor.

O pico das curvas define um alto grau de sensibilidade ou de relevância dentro do X_e quando da variação das componentes de remuneração de capital e de empresa de referência dentro do intervalo de 5% a 15%.

Observe ainda que o comportamento das amplitudes das duas curvas é equivalente e quase se sobrepõem. Ou seja, a pesar de terem um comportamento antagônico, seus módulos são bem definidos e praticamente variam da mesma forma um com o outro quando da variação das componentes.

Para as demais variáveis, ou componentes, como: O&M, receita operacional, investimentos e base de ativos, pré-supõe que são variáveis dependentes das de remuneração de capital e empresa de referência.

5 ANÁLISE DE RISCO

Em termos gerais sem se deter às componentes isoladamente, a indefinição existente na metodologia que conceitua o X como um todo sinaliza para os investidores grandes riscos para o negócio de distribuição, podendo infringir os critérios de equilíbrio econômico e financeiro para o sistema de distribuição no Brasil. Mas pode-se entender que a essência em estar aperfeiçoando um índice que sinalize às distribuidoras melhorias ou mesmo que a premei quando de uma boa prestação dos serviços tem sua avaliação positiva em torno do sistema de competição previamente estabelecido no regime regulatório do monopólio natural.

Outro ponto a ressaltar como risco do X, especificamente no Xc, está na definição dos limites existentes nos intervalos de 1% e -1% sem levar em conta a variação do IGP-M e do crescimento de mercado que tem influência no Xe. Ou seja, quando uma baixa variação do índice macroeconômico que corrige a parcela B (o IGP-M), sem que o Xc tenha uma correlação com a aquele, estará completamente distorcendo a correção da parcela B desproporcionalmente ao que já está escrito nos contratos de concessão, podendo implicar os critérios de equilíbrio.

As distorções no X decorrem de imputação de variáveis não objetivas e não mensuráveis, atribuídas por dados aleatórios. Assim como já existe na legislação índices que medem a qualidade do produto e do serviço objetivando punir a distribuidora quando da má qualidade da prestação do serviço, o modelo atual do X, em específico no Xc, poderia estar duplamente penalizando a concessionária.

Além do mais, o escopo atual de cálculo do Xc poderia estar influenciando o próprio consumidor a distorcer a sua real percepção, quando entendido da finalidade da pesquisa IASC de reduzir ou aumentar os níveis tarifários, prejudicando a prestação adequada do serviço de distribuição.

É importante ainda ressaltar que a aplicação de um fator que tente mensurar a percepção do consumidor quanto ao serviço prestado, tem reflexo direto no reconhecimento de maiores custos operacionais e custos de capital que sejam suficientes para o atendimento e o cumprimento de tais exigências, caso em que,

economicamente, em algumas regiões, o consumidor poderá não estar disposto a pagar pela qualidade teoricamente exigida (COELCE, 2006d).

Sobre o Xa, observa-se claramente que em nenhum momento o mesmo está refletindo, de alguma forma, o caráter original do X, uma vez que aquele não se baseia em nenhum parâmetro de produtividade e eficiência.

Como já havia falado, se compor as variáveis precedentes do Xa o reflexo verificado é uma distorção na correção monetária do indexador contratual IGP-M na Parcela B da distribuidora.

Adicionalmente, a incerteza na definição das bases de remuneração, estrutura de capital, remuneração de capital, definição dos custos operacionais, perdas técnicas e não técnicas imputam risco para o investimento por parte dos *sponsors*.

Quando se avalia o Xe em sua composição, pode-se observar que a projeção da receita como componente do Xe, calculada através de uma tarifa média, poderá estar distorcendo a dinâmica das mudanças de escala entre os níveis de tensão e entre classes de consumo durante o período de revisão tarifária. Injustamente, a distribuidora ou o consumidor poderão estar pagando mais do que o devidamente custeado. Ou seja, do ponto de vista da distribuidora, apesar de fechar a receita requerida de distribuição, considerando os critérios de equilíbrio econômico. A ANEEL, dessa forma, poderá estar onerando demais alguns clientes de diversas classes feridas pela mudança de escala e inseqüente repasse justo pela tarifa média prevista. A sugestão para ANEEL de diversos agentes de distribuição é que essa receita seja calculada com base na precificação do mercado pela tarifa média segregada entre classes e níveis e tensão.

Em resumo, levando em consideração todos esses pontos, que aqui, é avaliado como risco, os agentes estão recorrendo à ANEEL, principalmente nesse 2º ciclo, da necessidade quando da composição do WACC prescindir de um componente “risco regulatório”, com intuito de dirimir esses distúrbios existentes em um modelo ainda em maturação.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Observa-se que o modelo proposto ainda está em maturação plena. Os critérios de revisão e de compartilhamento de ganhos ainda não estão completamente bem definidos. Isso acarreta, em grande escala, exigências por parte do regulador e mesmo dos especialistas em regulação do país na reengenharia do modelo inglês para o Brasil.

Porém a necessidade de melhorias sempre irá existir até porque as exigências por parte dos consumidores são crescentes, e a prestação de serviço da cadeia de energia elétrica deve acompanhar essa dinâmica.

Entre essas melhorias ou redefinição ou mesmo reengenharia estão voltadas para uma justa aplicação de um fator que compartilhe os ganhos envolvidos na distribuição de energia entre agente e consumidor conhecido com fator X. O que se pode observar sobre esse “ponto”, dentro de uma imensa cadeia de variáveis mutuamente dependentes e precedentes, é que já avançou muito, principalmente, quando se miraram as definições de cálculo do X no primeiro ciclo e o que agora está sendo proposto para o segundo ciclo. Porém, a continuidade nos estudos cada vez mais refinados é de suma relevância na busca de um ponto ótimo dentro do sistema técnico e econômico, procurando-se dirimir ao máximo os prejuízos para partes envolvidas, potencializando, em conseqüência os ganhos de largas escalas para todos.

Depois de ser avaliado item a item do fator X a partir dos estudos realizados nessa monografia, fica claro que impacto do fator X dentro da margem das distribuidoras de energia elétrica (objetivo central desse estudo) é de grande relevância, principalmente quando se considera àquelas similares aos cenários estudados. Além do mais, em relação aos objetivos específicos propostos no presente trabalho, (1) estudar cada componente do fator X, (2) mensurar em termos percentuais e reais a sensibilidade de cada componente dentro do todo através de simulações com cenários empíricos, porém, bem próximos da realidade, e (3) identificar os riscos inerentes às metodologias atualmente aplicadas para o cálculo do X, bem como aquelas propostas pelo regulador para o segundo ciclo de revisão tarifária das distribuidoras, observou-se, detalhadamente, que, dentre aquelas

componentes que precedem o fator X, os custos operacionais com mão de obra são os que têm mais influência no cálculo são, podendo chegar a ter peso 6 (seis) ao se comparar, por exemplo, à variação da cota de reintegração definida na revisão. Vale-se ressaltar ainda que fica compreendido o risco para as distribuidoras quando do reflexo das variações dos índices macro-econômicos dentro X, podendo a concessionária de distribuição ou o consumidor ser, injustamente, penalizados pela inversão percentual entre os índices IGP-M e IPCA, simplesmente, por exemplo, por decisões políticas dentro do país, bem como fica claro também o risco inerente à indefinição das metodologias atualmente aplicadas nos reajustes e nas revisões tarifárias, que podem estar não refletindo a realidade sócio-econômica no Brasil.

Sendo assim, a partir das explicações acima, fica claro que todos os objetivos contidos nessa monografia foram atingidos com êxito.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABACE, Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica; **Apresentação Workshop “Tarifas do Setor Elétrico”**. São Paulo, 2004.

ABRADEE, Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica; **Informativo de Mercado**. Rio de Janeiro, 2004.

ABRADEE, Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica; **Resultado Financeiro de 2006 das Distribuidoras de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2006.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **Aviso de Audiência Pública nº 023/2002**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Brasília, 2002a.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; Caderno Temático: **Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Brasília, 2005a.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **Calendário de Reajuste Tarifário Anual**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 18.09.2006e.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (Relatório Geral)**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 08/06/2005c.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **Lei nº 8.987 de 13/02/1995**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 16.08.2006c.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **Lei nº 9.427 de 26/12/1996**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 10.08.2006b.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **Minuta de Nota Técnica nº 168 de 19/05/2006**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 30.05.2006d.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **Nota Técnica nº 326 de 25/10/2002 – Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**. Brasília, 2002b.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **Resolução nº 166 de 10/10/2005**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 20.08.2006a.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **Resolução ANEEL nº 055 de 04/04/2004**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 06.04.2004.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **VI Workshop ANEEL USEA-USAID-FERC**. Brasília, 2005b.

CNPE, Conselho Nacional de Política Energética; **Resolução CNPE nº 1 de 04/04/2003**. <http://www.mme.gov.br/>. Acessado em, 10/04/2006.

COELCE, Companhia Energética do Ceará; **Contrato de Concessão**. Brasília 1998.

COELCE, Companhia Energética do Ceará; **Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 008/2006. Metodologias para Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Fator X**. Fortaleza, 2006d.

COELCE, Companhia Energética do Ceará; **Informativo mensal de Mercado**. Fortaleza, 2006a.

COELCE, Companhia Energética do Ceará; **Informativo Reajuste 2006**. Fortaleza, 2006b.

COELCE, Companhia Energética do Ceará; **Projeções Revisão 2007**. Fortaleza, 2006c.

COPEL, Companhia Paranaense de Energia; **Seminário XII SEPEF: Fator X – Seus Efeitos, Implicações e Práticas**. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/xiisepef/>. Pernambuco, 2004.

DE ROSA, Alexandre G; **Implicações do Fator X nas Empresas de Distribuição de Energia Elétrica**. Florianópolis, 2004.

DIXT, A. K.; **The Making of Economic Policy: A Transaction-Cost Politics Perspective**. Massachusetts, 1998.

FGV, Fundação Getúlio Vargas; **Bases Metodológicas para o cálculo da reposição de perdas referentes à inadimplência na distribuição de energia elétrica.** Rio de Janeiro, 2006.

FGV, Fundação Getúlio Vargas; **Custo de Capital de Distribuição de Energia Elétrica (Risco Regulatório).** Rio de Janeiro, 2006.

FIANI, Ronaldo; **Uma Abordagem Abrangente da Regulação de Monopólios: um Exercício Preliminar Aplicado a Telecomunicações.** Rio de Janeiro, 1999.

KAHN, Alfred E.; **The Economics of Regulation.** Massachuttes, 1988.

MATEUS, Abel M.; **Fundamentos do Direito e Economia da Concorrência.** Tomar, 2006.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico; **Análise de Carga de Energia e Demanda.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/>. Acessado em 18.08.2006.

PEANO, Claudia de R.; **Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: uma Análise da Metodologia da Revisão Tarifária Adotada pela ANEEL.** São Paulo, 2005.