



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

**GEC 17
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ**

GRUPO VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A CARGA TRIBUTÁRIA E OS ENCARGOS SETORIAIS NA COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA – O CASO DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA REGIÃO NORDESTE

Cláudia Regina Melo Sousa (*)

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF

RESUMO

Este trabalho analisa o crescimento evolutivo da Carga Tributária e dos Encargos Setoriais no período de 2000 a 2005 mostrando tanto o crescimento acumulado de cada encargo no decorrer do período como a crescente participação percentual destes sobre a receita anual da concessionária. Tais aumentos impactam diretamente as tarifas de fornecimento, provocando elevações maiores nos índices de Reajustes Tarifários homologados pela ANEEL para cada concessionária distribuidora de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE

Carga Tributária, Encargos Setoriais, Tarifa de Fornecimento, Reajuste Tarifário

1.0 - INTRODUÇÃO

As tarifas de fornecimento de energia assumem um papel relevante para as concessionárias de eletricidade, para os consumidores e para o governo, devendo conciliar com equilíbrio as preocupações e os interesses de todos os agentes envolvidos.

De um lado as tarifas devem remunerar os custos eficientes e os investimentos prudentes de modo a manter o equilíbrio econômico financeiro das concessionárias, atraindo novos investimentos para o setor; do outro, tem-se os consumidores onde tarifas justas permitem uma maior inclusão social, promovendo uma qualidade de vida melhor, principalmente para a população de baixo poder aquisitivo, para a qual a energia elétrica compõe um item importante do orçamento familiar e por último o governo que por meio das tarifas de energia elétrica, pela essencialidade do produto, viabiliza sua arrecadação e desta forma suas políticas públicas.

Comparando-se a Carga Tributária incidente sobre as tarifas de energia elétrica do Brasil, Canadá e Noruega, onde predomina a geração hidráulica, verifica-se que o peso dos impostos incidentes nas faturas de energia elétrica no Brasil é bem maior. No Canadá, por exemplo, incide o Imposto Federal, com uma alíquota única de 7% sobre o valor da fatura do consumidor e impostos provinciais que variam de 4 a 12% sobre o faturamento. Portanto, a Carga Tributária Canadense incluída nos preços de energia pode variar, dependendo da província, de 11 a 19%. Na Noruega, incidem sobre a fatura do consumidor um imposto denominado "Value Added Tax - VAT" e uma taxa de consumo de energia elétrica. O VAT possui alíquota de 24% incidente sobre a fatura. Já no Brasil, considerando-se apenas o ICMS sobre os consumidores residenciais, a alíquota nominal é em termos médio nacional de 25%, o que representa no final um imposto de 33%, pois o próprio imposto constitui a sua base de cálculo.

(*) Email: claudiam@chesf.gov.br - Tel.: (81) 32293879

2.0 - REGULAÇÃO TARIFÁRIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A Regulação Tarifária tem como objetivo principal, a construção de tarifas eficientes e justas que conciliem com equilíbrio as preocupações e os interesses dos consumidores, das concessionárias e da sociedade.

O Regime de Regulação envolve a escolha do critério tarifário, que inclui, entre outras coisas, a forma de controle e ajuste dos preços a serem cobrados, o grau de liberdade de variação destes preços de acordo com as diferentes categorias dos consumidores.

No Brasil, os contratos de concessão assinados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, após 1995, passaram a estabelecer a Regulação por Incentivo, por meio do regime tarifário Price Cap.

Este Regime Tarifário consiste na fixação pelo regulador de preço limite inicial, para as tarifas a serem praticadas pelas concessionárias, buscando estimular a eficiência produtiva, visto que devido ao preço previamente especificado, as firmas tendem a minimizar os custos para se apropriar de lucros excedentes. O grande desafio desse método é garantir a qualidade do serviço e fazer com que tais reduções de custos beneficiem os consumidores.

O Regime de Regulação por Incentivo emprega três mecanismos para refletir a mudança de custo das tarifas: Reajuste Tarifário, Revisão Tarifária Periódica e Revisão Tarifária Extraordinária.

2.1 Reajuste Tarifário

Os Reajustes Tarifários são realizados anualmente de modo a refletir as mudanças nos custos contratualmente definidos, através da aplicação de fórmula paramétrica e com periodicidade anual. Tem como principal objetivo repor o poder de compra da tarifa.

O Reajuste atua separadamente e de forma distinta sobre as parcelas da receita, uma relacionada ao conjunto dos Custos não Gerenciáveis – Parcela A, que corresponde aos custos cujos montantes e variações não são administrados pela concessionária:

- Compra de energia elétrica para revenda;
- Uso da Rede Básica;
- Encargos de conexão;
- Encargos do Setor Elétrico : Reserva Global de Reversão – RGR;
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
Taxa de Fiscalização Aneel - TFSEE;
Conta de Desenvolvimento Energética – CDE;
Contribuição do ONS.

e a Parcela B que corresponde aos Custos Gerenciáveis pela concessionária:

- Custos de Operação e Manutenção;
- Custos de Capital (Investimentos).

O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior”, do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), ver figura 1:

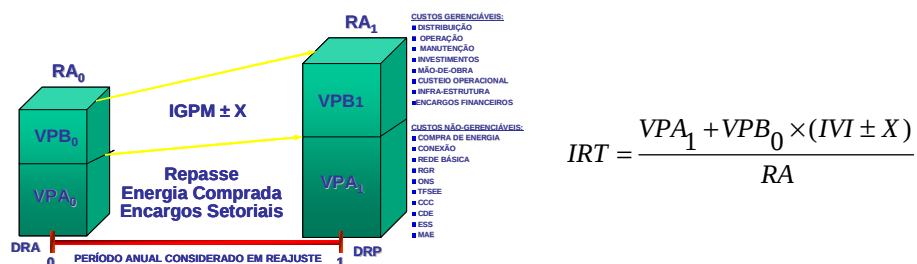


FIGURA 1 - Aplicação da Fórmula Paramétrica do Reajuste Tarifário

Dessa forma, nas datas de aplicação dos reajustes contratuais:

- Os aumentos de custos não gerenciáveis são repassados as tarifas;
- Os custos gerenciáveis são corrigidos pela variação do índice do IGP-M do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”, deduzido do fator X (ganhos de produtividade), definido na época da Revisão Tarifária Periódica.

2.2 Revisão Tarifaria Periodica

O processo de Revisão Tarifária Periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de 4 anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A revisão tarifária periódica é realizada mediante o cálculo do Reposicionamento Tarifário e do estabelecimento do Fator X.

2.2.1 Reposicionamento Tarifário

O cálculo do Reposicionamento Tarifário se baseia na comparação entre a Receita Requerida e a Receita verificada para o Ano Teste.

$$Re\ posicionamentoTarifário = \frac{Re\ ceita\ Re\ querida - Re\ ceitaExtraConcessão - Outras\ Re\ ceitas}{Re\ ceitaFornecimentoVerificada + Re\ ceitaSuprimento}$$

A Receita Verificada corresponde à Receita por ela auferida com as tarifas vigentes antes da Revisão Tarifária Periódica, aplicadas ao mercado de venda do Ano Teste.

A Receita Requerida é formada pela soma das Parcelas A e B. A Parcela A inclui os denominados custos " Não-Gerenciáveis " da concessionária, ou seja , refere-se as despesas com Compra de Energia, Transporte e os Encargos Setoriais. A Parcela B nos Reajustes Tarifários anuais é atualizada monetariamente pelo IGP-M, no momento da Revisão Tarifária Periódica a mesma é calculada, sendo obtida pela soma dos Custos Operacionais Eficientes mais a Remuneração do Capital e Quota de Reintegração.

2.2.1 Cálculo do Fator X

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

2.3 Revisão Tarifária Periodica

O mecanismo da Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), estabelece que a ANEEL, poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição.

3.0 - DETALHAMENTO DOS COMPONENTES DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO

3.1 Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica – TFSEE

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410/1997, equivale a 0,5% do Benefício Econômico Anual auferido pela Concessionária, Permissionários e Autorizado, incluindo Produtores Independentes e Autoprodutores.

É fixada anualmente e paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

3.2 Reserva Global de Reversão – RGR

A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. A Lei n.º 9.648/98 definiu que a RGR seria extinta em 31/12/2002, entretanto, a Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, estendeu sua vigência até 2010.

Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual. Tem por finalidade prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos, e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica.

3.3 CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS FOSSEIS - CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) foi criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973 e refere-se ao rateio dos ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis para geração de energia termoeletrônica quando as condições de geração de energia hidroelétrica são insuficientes para o atendimento ao

mercado do sistema interligado e para o atendimento as regiões do país localizadas fora da área de atendimento pelo sistema interligado.

Os custos da geração termoeétrica são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado podendo variar em função da necessidade maior ou menor do uso das usinas termoeétricas.

A Lei n.º 9.648/98 e a Resolução ANEEL n.º 261, de 13 de agosto, estabeleceram que, a partir de 1º de janeiro de 2006, ficará extinto a quota de CCC para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, permanecendo apenas a quota para o Sistema Isolado.

3.4 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002. Trata-se de valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: *i)* o desenvolvimento energético dos Estados; *ii)* a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; *iii)* promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a entidade que movimentará os recursos arrecadados para esse fim.

Os recursos da CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados por todos os concessionários, permissionários, inclusive produtores independentes que comercializem energia elétrica diretamente ao consumidor final.

3.5 Custo Com Compra de Energia

Para atendimento do seu mercado de referência, as concessionárias de distribuição devem ter contratados 100% do seu mercado através de Contratos Iniciais, Contratos Bilaterais, CCEAR – Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - ACR e, energia produzida por Itaipu Binacional, mediante quotas definidas pela ANEEL.

A cada contrato temos associado um Preço de Venda e conseqüentemente um custo que será repassado as tarifas de energia elétrica através do Reajuste Tarifário Anual.

3.6 Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

O Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS pelo acesso à rede básica de transmissão do Sistema Interligado.

Tais encargos são calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa, por sua vez, é função da receita anual permitida para as concessionárias detentoras da rede básica de transmissão (Transmissoras), também estabelecida pela ANEEL, para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão.

3.7 PIS/PASEP

O PIS foi instituído pela Lei Complementar nº 7, de 7 de setembro de 1970, o PASEP foi instituído pela Lei Complementar nº 8, de 3 de dezembro de 1970, e essas duas contribuições foram unificadas pela Lei Complementar nº 26 de 11 de dezembro de 1975.

Até o exercício de 2002, a base de incidência do PIS/PASEP era, salvo exceções, a receita bruta das empresas. Consistindo num Imposto Cumulativo, onde a alíquota de 0,65% incidi em cascata sobre a receita bruta de cada elo da cadeia produtiva.

A partir de 30 de dezembro de 2002, com o advento da Lei nº 10.637 foi instaurada a não-cumulatividade do PIS/PASEP e a alteração das alíquotas de 0,65% para 1,65%. No sistema de não-cumulatividade tributa-se apenas o valor agregado ou adicionado em cada etapa da produção, através da dedução de custos e despesas, referentes às fases anteriores da cadeia produtiva, da base de cálculo do imposto.

3.8 COFINS

O COFINS foi instituído pela Lei Complementar n 30 de dezembro de 1991. Consistia num Imposto Cumulativo onde a alíquota de 3%, até janeiro/2004, incidia diretamente sobre a base de cálculo que consistia na Receita bruta das empresas.

A partir de fevereiro de 2003, com o advento da Lei nº 10.833 foi instaurada a não-cumulatividade do COFINS, e a alíquota foi alterada de 3,00% para 7,60% incidindo apenas sobre o valor agregado ou adicionado em cada etapa da produção.

3.9 ICMS

O ICMS é um imposto de competência dos estados e do distrito federal, têm como fato gerador às operações relativas à circulação de mercadorias e à prestação de serviços de transportes interestaduais e intermunicipais e de comunicação, ainda que as operações e prestações se iniciem no exterior.

A partir de 1998, a energia elétrica passou a ser considerada mercadoria e portanto, sujeita à incidência do ICMS. Por ser um imposto de competência estadual, cada um dos estados mantém uma legislação específica determinando como se dá a tributação sobre as mercadorias em seu território. A alíquota média dos estados é de 25% incidente sobre o valor faturado. Entretanto, de acordo com a fórmula de cálculo do imposto a pagar, as alíquotas reais verificadas são superiores as nominais.

4 EVOLUÇÃO HISTÓRICA NO PASSADO RECENTE DOS COMPONENTES DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO

Através da Análise Vertical e Horizontal dos componentes das tarifas de fornecimento é determinado o crescimento evolutivo dos principais Encargos Setoriais e Tributos, bem como a crescente participação percentual destes sobre a Receita Anual das concessionárias impactando diretamente as tarifas de fornecimento.

4.1 CELPE – Companhia Energética de Pernambuco

A Tarifa de Fornecimento da CELPE entre 2000 e 2005 foi reajustada em 107,93%, enquanto a evolução do IPCA foi de 50,60% e do IGPM de 71,01%. Por sua vez o crescimento acumulado no período para os Tributos foi de 343,31%, para Encargos Setoriais de 224,62%, para o Transporte de 80,54%, para a Compra de Energia de 97,58% e para a Parcela B de 291,43%, ver FIGURA 2b.

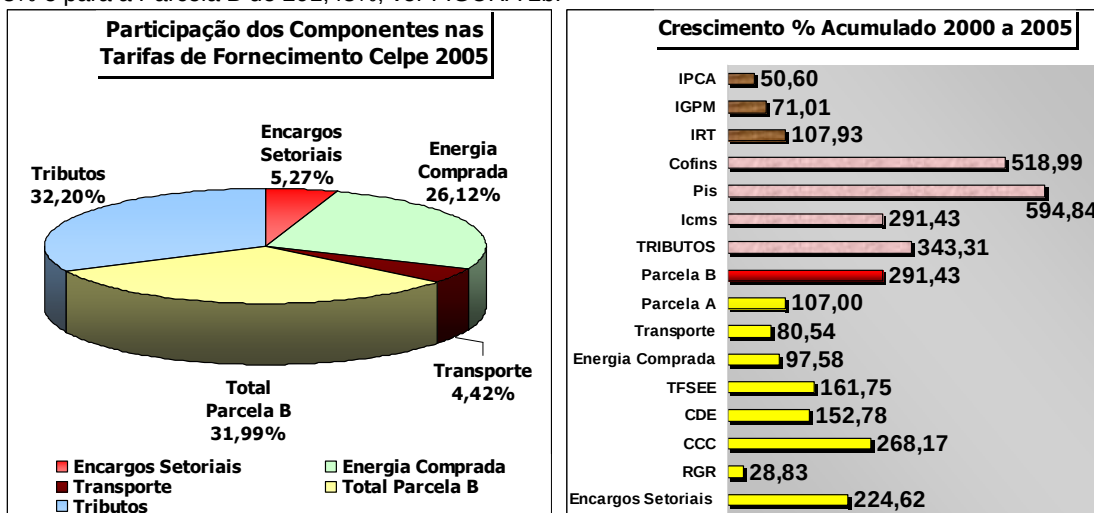


FIGURA 2a - Participação dos Componentes das Tarifas e FIGURA 2b – Crescimento % Acumulado

Em 2005 a participação dos componentes das tarifas na receita da concessionária está distribuída da seguinte forma: 32,20% para os tributos, 26,12% para Energia Comprada, 5,27% para Encargos Setoriais, 4,42% para Transporte e 31,99% para Parcela B, ver FIGURA 2a.

De 2000 a 2005 a participação dos Encargos Setoriais e Tributos na Receita da Celpe passou de 17,68% para 32,20%, explicado pelo aumento da alíquota de ICMS de Classe Residencial, do PIS/COFINS e da criação da CDE – Conta de desenvolvimento Energético que corresponde a 0,58% da Receita.

Para este período aparece como relevante a redução da despesa de compra que representava 32,18% da Receita em 2000 reduzindo para 26,12% em 2005, explicado pela modicidade tarifária advinda dos Leilões de Energia no ACR e a redução da Parcela B na Receita da CELPE de 40,27% para 31,99%.

4.2 COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

A Tarifa de Fornecimento da COELBA entre 2000 e 2005 foi reajustada em 140,64%, enquanto a evolução do IPCA foi de 50,60% e do IGPM de 71,01%. Por sua vez o crescimento acumulado no período para os Tributos foi

de 188,47%, para Encargos Setoriais de 199,12%, para o Transporte de 160,48%, para a compra de Energia de 117,05% e para a Parcela B de 130,09%, ver FIGURA 3b.

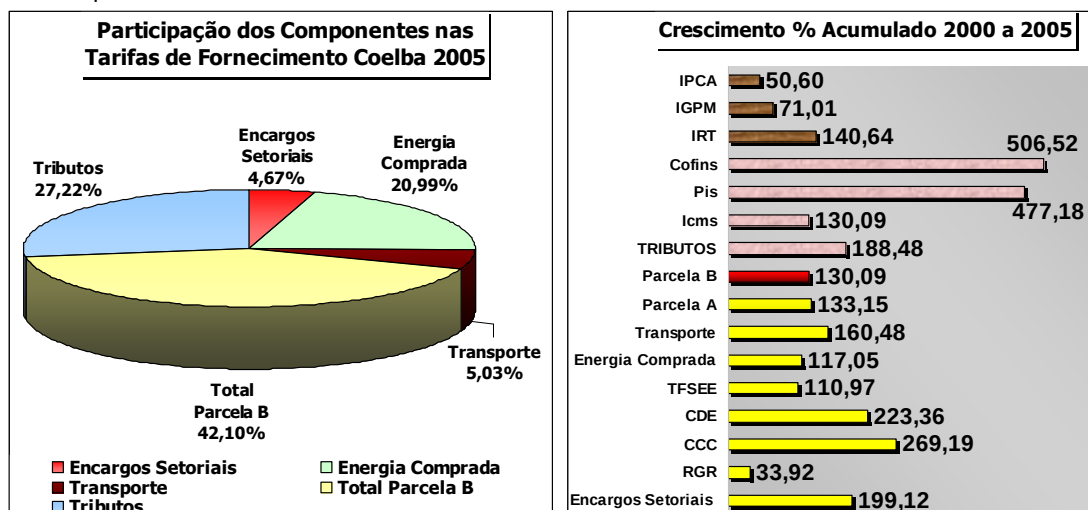


FIGURA 3a - Participação dos Componentes das Tarifas e FIGURA 3b – Crescimento Acumulado

Em 2005 a participação dos componentes das tarifas na receita da Coelba está distribuída da seguinte forma: 27,22% para os tributos, 20,99% para Energia Comprada, 4,67% para Encargos Setoriais, 5,03% para Transporte e 42,10% para Parcela B, ver FIGURA 2a.

De 2000 a 2005 a participação dos Encargos Setoriais e Tributos na Receita da Celpe passou de 23,30% para 27,22%, explicado pelo aumento da alíquota do PIS/COFINS e da criação da CDE – Conta de desenvolvimento Energético que corresponde a 0,58% da Receita.

Para este período aparece como relevante à redução da despesa de compra que representava 23,88% da Receita em 2000 reduzindo para 20,99% em 2005, explicado pela modicidade tarifária advinda dos Leilões de Energia no ACR e redução da Parcela B na Receita da COELBA de 44,21% para 42,10%.

4.3 COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte

A Tarifa de Fornecimento da COSERN entre 2000 e 2005 foi reajustada em 97,96%, enquanto a evolução do IPCA foi de 50,60% e do IGPM de 71,01%. Por sua vez o crescimento acumulado no período para os Tributos foi de 180,12, para Encargos Setoriais de 199,12%, para o Transporte de 160,48%, para a compra de Energia de 117,05% e para a Parcela B de 130,09%, ver FIGURA 4b.

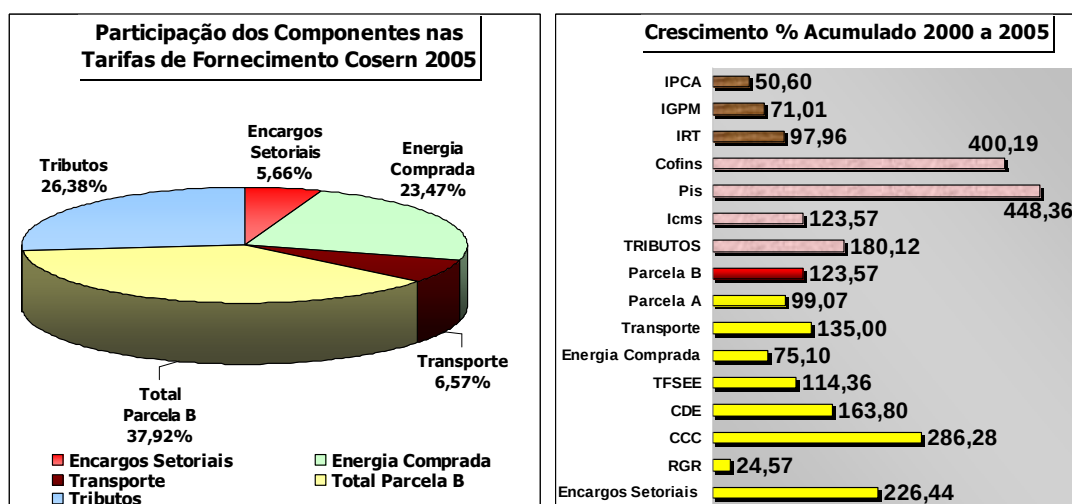


FIGURA 4a - Participação dos Componentes das Tarifas e FIGURA 4b – Crescimento Acumulado

Em 2005 a participação dos componentes das tarifas na receita da Cosern está distribuída da seguinte forma: 26,38% para os tributos, 23,47% para Energia Comprada, 5,66% para Encargos Setoriais, 6,57% para Transporte e 37,92% para Parcela B, ver figura 4a.

De 2000 a 2005 a participação dos Encargos Setoriais e Tributos na Receita da Cosern passou de 18,41% para 26,38%, explicado pelo aumento da alíquota do PIS/COFINS e da criação da CDE – Conta de desenvolvimento Energético que corresponde a 0,58% da Receita.

Para este período aparece como relevante à redução da despesa de compra que representava 26,21% da Receita em 2000 reduzindo para 23,47% em 2005, explicado pela modicidade tarifária advinda dos Leilões de Energia no ACR e redução da Parcela B na Receita da COSERN de 46,42% para 37,92%.

4.3 ENERGIPE - Companhia Energética de Sergipe

A Tarifa de Fornecimento da ENERGIPE entre 2000 e 2005 foi reajustada em 140,64%, enquanto a evolução do IPCA foi de 50,60% e do IGPM de 71,01%. Por sua vez o crescimento acumulado no período para os Tributos foi de 188,47%, para Encargos Setoriais de 199,12%, para o Transporte de 160,48%, para a compra de Energia de 117,05% e para a Parcela B de 130,09%, ver FIGURA 5b.

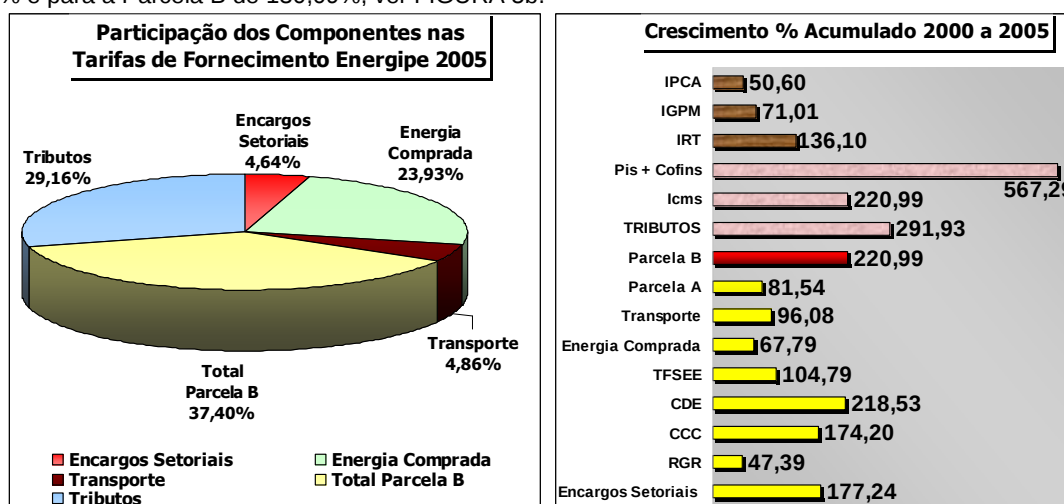


FIGURA 5a - Participação dos Componentes das Tarifas e FIGURA 5b – Crescimento Acumulado

Em 2005 a participação dos componentes das tarifas na receita da Energiipe está distribuída da seguinte forma: 29,16% para os tributos, 23,93% para Energia Comprada, 4,64% para Encargos Setoriais, 4,86% para Transporte e 37,40% para Parcela B, ver FIGURA 5a.

De 2000 a 2005 a participação dos Encargos Setoriais e Tributos na Receita da Energiipe passou de 17,84% para 29,16%, explicado pelo aumento da alíquota do PIS/COFINS e da criação da CDE – Conta de desenvolvimento Energético que corresponde a 0,58% da Receita.

Para este período aparece como relevante à redução da despesa de compra que representava 34,20% da Receita em 2000 reduzindo para 23,93% em 2005, explicado pela modicidade tarifária advinda dos Leilões de Energia no ACR e a redução da Parcela B na Receita da ENERGIPE de 38,00% para 37,40%.

4.5 Região Nordeste

Os componentes da Tarifa de Fornecimento da Região Nordeste entre 2000 e 2005 apresentaram um crescimento acumulado de 235,38% para os Tributos, 209,02% para Encargos Setoriais, 123,90% para o Transporte, 100,15% para a compra de Energia e 176,25% para a Parcela B, ver FIGURA 6b; Enquanto a evolução do IPCA foi de 50,60% e do IGPM de 71,01%.

Em 2005 a participação dos componentes das tarifas na receita da Região Nordeste está distribuída da seguinte forma: 28,85% para os tributos, 23,11% para Energia Comprada, 4,95% para Encargos Setoriais, 5,00% para Transporte e 38,09% para Parcela B, ver FIGURA 6a.

De 2000 a 2005 a participação dos Encargos Setoriais e Tributos na Receita da Região Nordeste passou de 20,49% para 28,85%, explicado pelo aumento da alíquota de ICMS da Classe Residencial, do PIS/COFINS e da criação da CDE – Conta de desenvolvimento Energético que corresponde a 0,58% da Receita.

Para o mesmo período aparece como relevante à redução da despesa de compra que representava 27,51% da Receita em 2000 passando para 23,11% em 2005, explicado pela modicidade tarifária advinda dos Leilões de Energia no ACR; E a redução da Parcela B na Receita das concessionárias de energia elétrica de 42,87% para 38,09%.

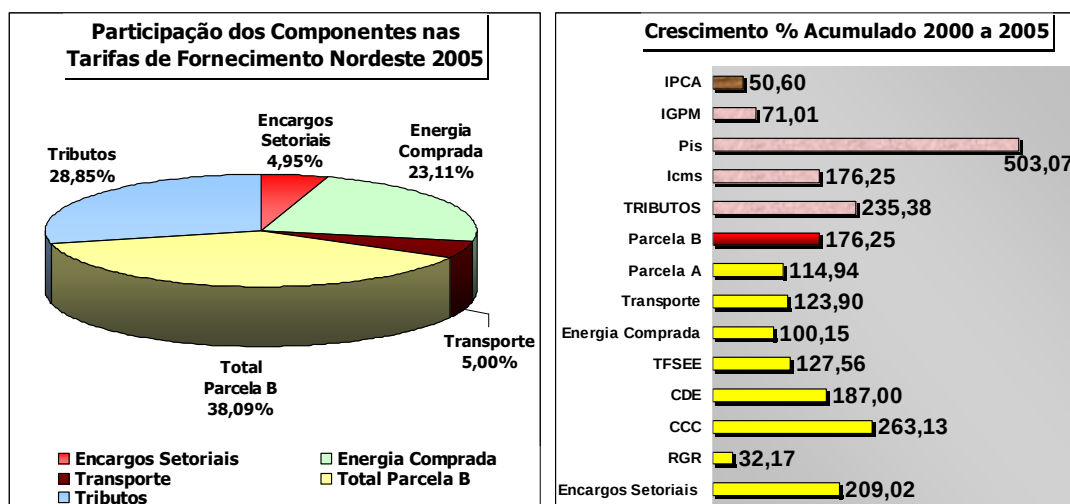


FIGURA 6a - Participação dos Componentes das Tarifas e FIGURA 6b – Crescimento Acumulado

5.0 – CONCLUSÃO

Desta forma, verifica-se que nos últimos anos as tarifas de fornecimento tiveram um crescimento superior em relação aos Índices IPCA e IPGM, impactada pela elevação substancial da Carga Tributária e dos Encargos Setoriais, bem como pela incorporação de novos encargos setoriais. Verificou-se ainda uma redução de recursos destinados a cobrir os custos de Operação, Manutenção e Remuneração dos investimentos definidos como a Parcela B das concessionárias de energia elétrica.

Diante do Exposto fica a necessidade da desoneração das tarifas de energia elétrica, onde a essencialidade do produto levará a um aumento de consumo por parte da população e uma liberação de renda para o consumo de outros bens e serviços.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) A utilização da Tarifa de Energia Elétrica como fonte Arrecadadora de Tributos - Câmara Americana de Comercio, Comitê de Energia, São Paulo, 2004.
- (2) Estudos Tributários 11 – Carga Tributária do Brasil 2003 - Ministério da Fazenda, Receita Federal, Brasília, 2003.
- (3) Setor elétrico Brasileiro: aspectos regulamentares e tributários - GANIN, Antonio, Rio de Janeiro, 2003.
- (4) Regulação Econômica do Setor Elétrico -- Revisão e Reajustes Tarifários - Ministério de Minas e Energia Agencia Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2005.
- (5) Direito Regulatório - PIETRO, Maria Sylvia Zanella Di, Belo Horizonte, 2003.
- (6) Curso de Direito Tributário - MELO José Eduardo Soares de, São Paulo, Editora Dialética, 2004.
- (7) Modelo Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica - Ministério de Minas e Energia Agencia Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2000.
- (8) Fundamentos de Economia da Regulação - BENJÓ, Isaac, Rio de Janeiro, 1999.
- (9) Constituição da Republica Federativa do Brasil - Editora Manole, São Paulo, 2004.

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Cláudia Regina Melo Sousa
 Nascida em Serra Talhada, PE em 07 de fevereiro de 1975
 Pós-Graduada(2005) em Finanças pela FIR – Faculdade Integrada do Recife e Graduação (1999) em Engenharia Elétrica: UPE – Universidade de Pernambuco
 Empresa: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, desde 2004
 Engenheira do Departamento de Estudos para Comercialização de Energia Elétrica