



## XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2010 – 22 a 26 de novembro

São Paulo - SP - Brasil

### Avaliação do Comportamento dos Consumidores em Função da Variação das Tarifas de Energia Elétrica

<b>Matheus M F Gemignani</b>	<b>Marcelo Ap. Pelegrini</b>	<b>Carlos M V Tahan</b>
<b>Sinapsis Inovação em Energia</b>	<b>Sinapsis Inovação em Energia</b>	<b>Universidade de São Paulo</b>
matheus.gemignani@sinapsisenergia.com	marcelo.pelegrini@sinapsisenergia.com	cmvtahan@pea.usp.br
<b>Francisco Anuatti</b>	<b>Josimar Oliveira</b>	<b>Francisco A Freitas</b>
<b>Universidade de São Paulo</b>	<b>Universidade de São Paulo</b>	<b>AES Eletropaulo</b>
fanuatti@usp.br	josimaro@terra.com.br	francisco.freitas@aes.com

#### Palavras-chave

Comportamento dos consumidores

Elasticidade-preço

Encargos setoriais

Tarifas de energia elétrica

#### RESUMO

A variação no preço das tarifas de energia causa reações no consumo dos clientes e, conseqüentemente, na receita obtida pela concessionária. Este trabalho analisou dois aspectos de impacto significativo para consumidores da classe industrial: a variação de consumo, em energia ou demanda, e a migração entre modalidades tarifárias. Para tal, foi desenvolvida uma metodologia, e respectiva implementação computacional, para a análise e simulação de propostas de estrutura tarifária de fornecimento de energia elétrica das concessionárias de distribuição, considerando variações nos encargos incidentes, o impacto nas tarifas, a reação dos consumidores e a receita esperada da empresa. Neste artigo é apresentada a metodologia desenvolvida e os resultados da implementação.

#### 1. INTRODUÇÃO

No ano de 2002, a ANEEL definiu uma adequação na política tarifária no sentido de se estabelecer tarifas de fornecimento de energia elétrica mais isonômicas, transparentes e que induzissem a utilização mais eficiente da rede e da energia, em função dos custos de energia (compra e geração) e de rede (custos da transmissão e da distribuição), permitindo o conhecimento pelos consumidores das componentes das suas tarifas de fornecimento de energia elétrica.

Destacam-se, na composição do custo final para o consumidor, os diferentes encargos incidentes sobre o fornecimento de energia elétrica, a serem pagos pelas concessionárias ou pelos consumidores. Porém, ultimamente, o poder público tem promovido significativas alterações nesses encargos, o que tem causado reações diversificadas das várias categorias de consumidores e dos agentes do setor elétrico.

Na busca por uma estrutura tarifária justa e adequada para os consumidores, e uma receita requerida apropriada para o equilíbrio econômico e financeiro da concessionária, é fundamental que as concessionárias de distribuição de energia elétrica tenham pleno conhecimento do processo metodológico de estabelecimento da estrutura tarifária, identificando os impactos, os riscos e as oportunidades de sua implementação.

É evidente que os maiores consumidores são aqueles que podem causar impactos mais significativos na receita da empresa (p.ex.: classe industrial), embora os consumidores de menor porte (classe residencial), ainda que em maior número, podem adotar medidas de redução de consumo, como as verificadas durante o racionamento de energia de 2001/2002, também causando perda de faturamento da distribuidora.

Portanto, este trabalho trata da avaliação da elasticidade-preço da demanda de energia elétrica em função das alterações nos encargos incidentes na tarifa de fornecimento de energia elétrica, verificando-se os impactos sobre a cadeia produtiva e o consumo da sociedade. Esta avaliação, devido à complexidade dos cálculos, pode ser facilmente analisada a partir de um software desenvolvido especificamente para este fim.

Os próximos tópicos deste artigo detalham as etapas estudadas para o desenvolvimento das metodologias e apresentam o sistema computacional desenvolvido.

## **2. DESENVOLVIMENTO**

### ***2.1 LEVANTAMENTO DAS INFORMAÇÕES HISTÓRICAS DO CONSUMO E DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO***

A primeira etapa do trabalho desenvolvido foi o levantamento histórico dos encargos do setor elétrico, com a base legal, a forma de cobrança e a evolução do recolhimento pela AES Eletropaulo. Em seguida, foram analisados os dados de consumo dos consumidores obtidos a partir da base de clientes da empresa.

#### **2.1.1 MUDANÇAS RECENTES NA ESTRUTURA TARIFÁRIA**

No ano de 2002 iniciou-se o processo de adequação na política tarifária no sentido de se estabelecer tarifas de fornecimento de energia elétrica mais isonômicas, transparentes e que induzissem à utilização mais eficiente dos recursos de energia elétrica.

Esse processo começou a ser discutido no âmbito da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGE, de onde decorreram atos legais de relevante importância para adequação da nova política tarifária do setor elétrico. Dentre esses atos podemos citar aqueles que deram diretrizes para abertura das tarifas e o realinhamento tarifário.

Sendo assim, a partir de 2003, as tarifas de fornecimento para as unidades consumidoras foram desagrupadas em “Tarifa fio”, que engloba as tarifas pelo uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD + TUST), e “Tarifa de energia” (TE). Entende-se “tarifa fio” como a parte da tarifa responsável pela arrecadação da receita necessária para cobrir o custo com o transporte de energia. Já a “tarifa de energia” diz respeito basicamente ao custo de aquisição de energia pela distribuidora para repasse. A identificação dessas componentes nas tarifas de fornecimento foi denominada de abertura tarifária.

A referida abertura deu-se de modo que a tarifa de energia seja a diferença entre a tarifa de fornecimento vigente e a “tarifa fio”. Portanto, tem-se como pressuposto que a estrutura das tarifas de

uso de distribuição e transmissão está coerente com os custos de atendimento dos grupos e modalidades tarifárias, e a distorção a ser corrigida está na estrutura da tarifa de energia.

A partir de então as tarifas de fornecimento são resultados do somatório entre tarifa de energia e tarifa de uso dos sistemas de distribuição, assim:

$$TF = TE + TVSD \quad (1)$$

Os custos e encargos setoriais da distribuidora foram alocados entre TVSD e TE pela Resolução ANEEL no. 166/2005. A figura a seguir apresenta a evolução anual dos encargos da tarifa para o período 2002-2007.

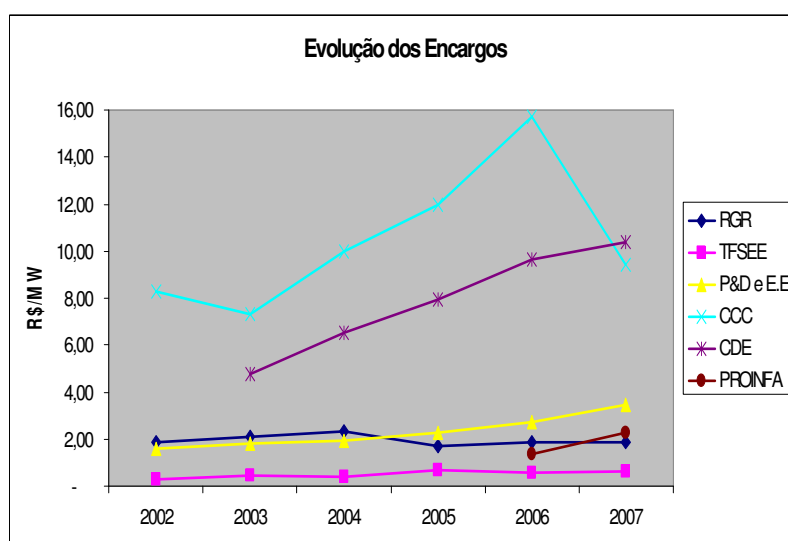


Figura 1 – Evolução dos Encargos

As tarifas por encargo foram calculadas considerando o valor anual do encargo em relação ao mercado anual publicado pelo site da ABRADDEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - para a AES Eletropaulo. No caso apresentado, o mercado de 2007 utilizou os dados de 2006 por conta da indisponibilidade das informações na ocasião dos cálculos.

A tendência de crescimento dos encargos guarda relação com sua base de cálculo. Isso pode ser observado no caso específico de P&D, que é calculado com base na receita operacional líquida anual, que apresenta tendência crescente.

A análise do gráfico demonstra também que o encargo da CCC é o que apresenta maior representatividade em termos de tarifa, seguido da CDE, que para os primeiros anos teve seus valores definidos com base na CCC dos sistemas isolados.

Pela análise do período verifica-se que em 2003 e 2007 ocorreu uma queda nesses valores. Em 2007, a queda pode ser atribuída à fiscalização da Aneel na aplicação dos recursos.

O encargo que apresenta valores inexpressivos em relação aos demais é a TFSEE, calculada com base no benefício econômico auferido, e não apresenta um crescimento constante, oscilando no período abordado.

## 2.2 METODOLOGIA

As variações de sinais tarifários ocorridas no período estudado (2002-2006), sejam elas intencionais ou não, oferecem a oportunidade de uma investigação sobre a elasticidade preço da demanda dos consumidores industriais, permitindo a avaliação das reações dos consumidores industriais de alta tensão da AES Eletropaulo por meio de dois estudos que empregam abordagens distintas. O primeiro estudo explora os efeitos das alterações ocorridas na relatividade entre as modalidades tarifárias dos consumidores industriais conectados no nível de tensão A4, testando se a variação nos sinais econômicos da tarifa induz à opção por mudança de modalidade. O segundo estudo explora a elasticidade preço da demanda de energia elétrica considerando o preço médio por energia consumida, mês a mês, para os 60 meses transcorridos.

### 2.2.1 SINALIZAÇÃO ECONÔMICA DOS MENUS TARIFÁRIOS DA AES ELETROPAULO (2002-2006)

A cada ano o órgão regulador publica as tarifas de distribuição oferecendo aos usuários um sinal sobre a melhor modalidade a ser contratada. Essa informação corresponde a um fator de carga de indiferença implícito (fcI), isto é, aquele que traz a indiferença entre a modalidade Azul e Verde. Em função do fator de carga esperado (fcE) pelo consumidor para o período que essa tarifa irá vigorar o consumidor tomará a decisão de manter-se numa modalidade ou contratar uma nova alternativa.

O cálculo do fator de carga implícito é obtido diretamente das tarifas publicadas e o fator de carga esperado é uma informação privada do consumidor. Desse modo, dois fatores independentes atuam na seleção da melhor modalidade: as alterações produzidas pelo regulador na relatividade de preços nas tarifas publicadas e as expectativas dos consumidores de utilização das cargas a serem contratadas para o período tarifário subsequente.

O Fator de Carga Implícito é dado por:

$$fcI_p = \frac{P_p^d}{(P_p^{eV} - P_p^{eA}) \cdot h_p} \quad (2)$$

Uma vez publicada a estrutura tarifária, os consumidores podem escolher a modalidade calculando o fator de carga de indiferença, dada sua expectativa de fator de utilização para o próximo período. Há ainda a possibilidade de ajustar a contratação das demandas de potência nos horários de ponta e fora de ponta.

Se  $fcI > fcE$ , a modalidade Verde será preferível;

Se  $fcI < fcE$ , a modalidade Azul será preferível;

Se  $fcI = fcE$ , haverá indiferença entre modalidades

Para a escolha entre Convencional e Verde também é relevante apenas o fator de carga no horário de ponta, sendo a modalidade Verde preferível se o fator de carga é inferior ao Fator de Cargo Alvo e a Convencional no caso contrário.

Novamente, podemos avaliar a escolha dos consumidores em função do fator de carga de indiferença implícito (fcI), isto é, aquele que traz a indiferença entre as modalidades resultante de tarifas definidas pelo regulador. Uma vez publicada a estrutura tarifária o consumidor apura a tarifa implícita e decide a modalidade em função do seu fator de carga esperado (fcE).

Para a decisão do consumidor convencional não é necessário redefinir cálculo do fator de carga implícito, sendo o mesmo apontado anteriormente, mas a escolha entre as modalidades será condicionada pela razão entre a demanda no horário de ponta em relação ao horário fora de ponta. Se a demanda máxima ocorre no horário fora de ponta a melhor solução dependerá da diferença entre as demandas e dos preços relativos da demanda ponta e fora de ponta.

Se a demanda máxima ocorre no horário de ponta e:

- o  $fcI = fcE$ , haverá indiferença entre modalidades;
- o  $fcI > fcE$ , a modalidade Verde será preferível; e
- o  $fcI < fcE$ , a modalidade Convencional será preferível.

Para exemplificar os efeitos das variações das tarifas definidas pelo regulador nos fatores de carga implícitos, foram selecionadas as tarifas dos consumidores do nível de tensão A4 da Eletropaulo para os anos de 2001 a 2006. Os fatores implícitos que foram calculados são apresentados na tabela a seguir.

Constata-se um movimento que torna a opção pela modalidade Azul mais restritiva a cada ano. Resta saber se essa alteração pode ter induzido a mudança de modalidade dos consumidores.

*Tabela 1 - Fatores de Carga Implícitos AES Eletropaulo (2001-2006)*

	FC IMPLÍCITO A4
2001/2002	0,67
2002/2003	0,67
2003/2004	0,71
2004/2005	0,75
2005/2006	0,68
2006/2007	0,93

Para ilustrar a comparação entre modalidades, apresenta-se na Figura 2 um quadro com as representações das tarifas publicadas para os consumidores A4 da AES Eletropaulo no período.

A atratividade relativa entre as modalidades Verde/Azul, expressas pelo fator de carga implícito descrito na Tabela 1, pode ser complementada pelas variações de tarifa influenciando as opções entre Verde e Convencional. Nos cinco primeiros painéis da Figura 2 os consumidores que optassem pela modalidade Convencional pagariam tarifas de energia mais caras e de demanda muito próximas a Azul/Verde. No caso de uso constante adotado, apenas em 2006 os gastos sob modalidade Convencional poderiam ser inferiores aos das outras modalidades, isso ocorrendo quando o fator de carga na ponta fosse superior a 81%.

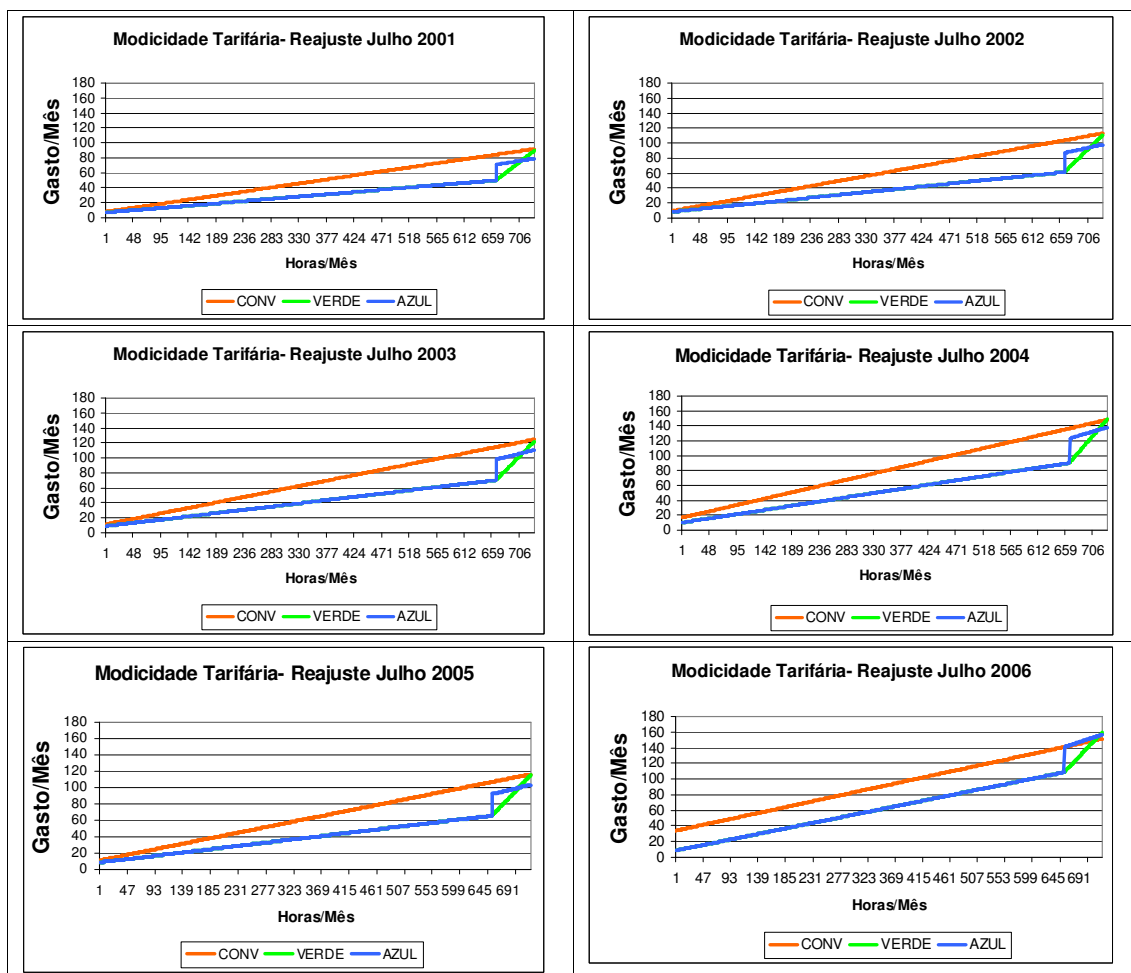


Figura 2- Menus Tarifários Publicados – Gasto com 1 kW de Demanda

## 2.2.2 ESTIMAÇÃO DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CONSUMIDORES INDUSTRIAIS

O objetivo desta seção é explorar as informações disponíveis no banco de dados de consumidores industriais da AES Eletropaulo para estimar a elasticidade preço da demanda de energia elétrica de diferentes setores.

O banco de dados contém informações que permitem calcular o preço efetivamente pago por cada MWh utilizado no mês, sem que se necessite considerar as estruturas tarifárias que produziram esses preços médios. O preço médio da eletricidade observado é obviamente uma variável endógena, uma vez que resulta das decisões de utilização já tomadas pelas empresas. Regressões em painel com efeitos fixos nas empresas individuais não evitam esse problema, mas podem permitir avaliar elasticidades preço para os setores a que elas pertencem.

Como a eletricidade é um insumo na produção industrial, adota-se a hipótese de que as condições de produção de cada empresa permanecem relativamente constantes no período de estudo. Assim como os demais preços de insumos, os preços de eletricidade são determinados e a empresa busca minimizar os custos com eletricidade nas decisões de produção. A fórmula abaixo foi usada para estimar a demanda de eletricidade:

$$LQ_{it} = \alpha_i + \beta_1 LPI_{it} + \vec{\beta}_2 Mod_{it} + \beta_3 PS_{St} + \vec{\lambda} A_t + e_{it} \quad (3)$$

O logaritmo do consumo em kWh (LQ) é uma função do preço da eletricidade e da quantidade produzida. Para caracterizar o preço da eletricidade empregou-se o logaritmo do Preço Médio efetivamente pago (LPIit) e a modalidade contratada no período (Modit). Como não dispomos de informações sobre a produção individual de cada firma empregou-se a variação do índice de produção setorial (PSSt). As decisões de consumo podem ser afetadas por variáveis macroeconômicas, que são controladas por meio de variáveis binárias (At) para cada ano da amostra.

Esse modelo assume que todos os parâmetros são iguais para as firmas com exceção de  $\alpha_i$ . Esse parâmetro captura todas variáveis não observadas que influenciam da demanda de eletricidade. O parâmetro estimado ( $\beta_1$ ) em log/log representa a própria elasticidade do preço da demanda. Essa elasticidade preço é alterada pela contração das modalidades Azul e Verde.

O modelo da equação (3) foi estimado e seus resultados são apresentados no Modelo 3 da Tabela 2. Destaque-se o fato de todos os parâmetros estimados serem significativos ao nível de 1%. O valor da elasticidade preço da demanda estimada é muito próximo da unidade (-1,025), resultado não surpreendente pela utilização do preço médio. Quando não consideradas as modalidades tarifárias (Modelo 4) obtém-se uma elasticidade menor (-0,982).

Tabela 2 - Resultados das Estimções do Painel Com Efeitos Fixos

Variáveis	Consumo de Energia			
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
ln(preço)	-0.9697449* (-58.38)	-1.032345* (-61.8)	-1.025898* (-61.32)	-0.9819107* (-63.71)
Índice de Produção (SP)	0.0026999* (45.59)	0.0029501* (48.11)	0.0029897* (46.63)	0.0028582* (44.93)
Demanda Registrada Ponta	0.0002995* (10.6)	-	-	-
Demanda Registrada Fora da Ponta Indutiva	0.0005925* (14)	-	-	-
Demanda Contratada Ponta	-0.0001391* (-3.08)	-0.0000267 (-0.92)	-	-
Demanda Contratada Fora da Ponta	0.0002557* (6.46)	0.0006123* (21.67)	-	-
Demanda Contratada Convencional	0.0005358* (19.09)	0.0009767* (39.53)	-	-
Tarifa Azul	0.422617* (28.18)	0.3994395* (26.44)	0.1986093* (19.18)	-
Tarifa Verde	-0.20549* (-31.28)	-0.2389706* (-35.68)	-0.1813696* (-26.8)	-
Binária 2003	0.1492861* (45.46)	0.1633456* (49.6)	0.1695271* (50)	0.1524072* (47.74)
Binária 2004	0.3261666* (64.29)	0.362611* (73.13)	0.3649978* (72.85)	0.3320181* (75.82)
Binária 2005	0.4596416* (63.74)	0.5095505* (72.75)	0.510425* (72.35)	0.460798* (77.08)
Binária 2006	0.5323167* (61.89)	0.5892796* (70.29)	0.5908928* (69.88)	0.5189023* (75.08)
Constante	8.403763* (309.61)	8.411929* (304.48)	8.744983* (345.2)	8.807561* (364.06)
Obs	161296	161296	161296	161296
Grupos	2699	2699	2699	2699
* significativo a 1%; ** significativo a 5% e *** significativo a 10%				
Valor entre parênteses: z				

O modelo 2 da Tabela 2 inclui variáveis de escolha, demandas contratadas. Destaca-se o fato de a demanda contratada na ponta não ser uma variável significativa. Isso ocorre provavelmente pela coincidência com a modalidade Azul. O modelo 1 acrescenta variáveis de registro de demanda. Essas variáveis são correlacionadas com a variável dependente.

Empregando o Modelo 4 da Tabela 2 promoveu-se uma alteração em que variáveis binárias identificando cada setor interagem com a variável preço. O resultado dessa estimação é apresentado parcialmente na tabela 3 através dos coeficientes estimados de elasticidade preço da demanda em ordem crescente, isto é, dos setores mais inelásticos para os mais elásticos.

*Tabela 3 - Painel - Elasticidade Preço – Setores – Em ordem Crescente*

Fumo	-0.5650837*
Outros equip. de transporte	-0.5938196*
Equipamento hospitalar	-0.7114247*
Refino de petróleo e álcool	-0.7706663*
Outros produtos químicos	-0.8008055*
Celulose, papel	-0.8065461*
Minerais não metálicos	-0.840258*
Calçado e Artigos de couro	-0.8521531*
Prod. metal (excluindo máquinas e equipa	-0.8603285*
Metalurgia Básica	-0.8692666*
Máquinas e Equipamentos	-0.9064821*
Diversos	-0.9084012*
Mobiliário	-0.9199124*
Veículos Automotores	-0.9430473*
Edição, impressão, reprodução	-0.9621862*
Vestuário e Acessórios	-0.9659954*
Perfumaria, sabões, detergentes	-1.02041*
Plástico e Borracha	-1.03803*
Alimentos	-1.041775*
Mat. eletrônico e comunicação	-1.085289*
Têxtil	-1.112811*
Farmacêutica	-1.141724*
Extrativa	-1.15162*
Madeira	-1.157648*
Máquinas e equipamentos elétricos	-1.167519*
Máquinas e equipamentos para escritório	-1.256949*
Bebidas	-1.29621*

## **2.3 SOFTWARE**

As metodologias desenvolvidas foram integradas e consolidadas em um aplicativo computacional denominado Encargos - Simulador de Encargos, Elasticidade e Migração. Através de uma interface de fácil utilização pelo usuário, é possível simular o cálculo das tarifas em função de mudanças no nível dos encargos, verificar a reação dos consumidores no consumo/demanda, analisar a possível migração entre as modalidades tarifárias e calcular o impacto dessas mudanças na receita da concessionária. O Software desenvolvido é baseado em quatro módulos principais, descritos a seguir:

### **2.3.1 CÁLCULO DAS TARIFAS**

Este módulo realiza o cálculo das tarifas de energia para todos os níveis de tensão e modalidades tarifárias, obtendo os mesmos resultados da metodologia utilizada pelo órgão regulador nas planilhas de “Abertura Tarifária”, porém permitindo a simulação do cálculo para diferentes valores dos encargos.

A Figura 3 apresenta a tela onde o usuário pode alterar os valores dos encargos, de forma absoluta (em reais) ou relativa (em relação aos valores anteriores). Após as alterações desejadas, o programa calcula as novas tarifas para a recuperação da receita requerida ajustada pelo usuário.



Parâmetros		
	Receita Requerida (DRP)	Varição (DRP / DRA)
RGR (Anual e Ajuste)	65756840,51	21,11%
CCC	327754237,34	10,01%
TFSEE	16381986,5	14,35%
CDE	332237855,35	0,89%
ESS	102996649,1	1590,20%
PROINFA	100887003,82	40,56%
P & D	76165263,751	13,87%
ONS	377246,16	4,55%

Figura 3 – Cálculo das Tarifas

Os cálculos são realizados por componente (ex. RGR, CCC, Perdas na Rede Básica, etc.) ou totalizados como a tarifa “Anexo II”, podendo ser visualizados na tela ou exportados para um arquivo texto.

### 2.3.2 ELASTICIDADE DE CONSUMO

O módulo de elasticidade de consumo estima a variação dos mercados de energia e demanda como consequência da variação das tarifas. O usuário tem a liberdade de definir os valores das elasticidades para cada nível de tensão, modalidade tarifária e classe de consumo, além de indicar as tendências de reação para cada conjunto de clientes, como os ajustes por demanda, produção ou linear.

### 2.3.3 MIGRAÇÃO ENTRE MODALIDADES

A alteração dos valores das tarifas e a variação no consumo gerada pela elasticidade incentivam alguns consumidores a mudarem suas modalidades tarifárias para condições financeiras mais interessantes. Como alguns clientes não procuram sempre por essa melhor situação, o programa analisa a base de faturamento dos clientes e calcula a média de clientes “inflexíveis”, sugerindo ao usuário a manutenção do valor histórico (ou permitindo a alteração para quaisquer valores) para as simulações de migração.

### 2.3.4 IMPACTO NA RECEITA

Este módulo realiza o cálculo da receita esperada pela concessionária para cada etapa de análise do software (novas tarifas, elasticidade e migração). As receitas são calculadas para cada grupo tarifário (nível de tensão, modalidade e item), permitindo a comparação dos valores entre todas as simulações realizadas. O exemplo da Figura 4 apresenta os mercados, tarifas e receitas para o grupo A4-Verde. Essa comparação permite, principalmente, a análise do impacto das reações dos consumidores para quaisquer simulações realizadas pelo usuário.

### 3. CONCLUSÕES

O trabalho desenvolvido explorou dados de consumo num período com variações de preços reais significativas, a partir do qual foi possível evidenciar a sensibilidade do consumo de energia elétrica em face às variações nos preços.

O software implementado permitiu melhor informação da concessionária a respeito dos impactos que mudanças nos encargos trazem para a tarifa do consumidor, podendo resultar futuramente em ações a serem realizadas junto aos clientes para justificar eventuais mudanças tarifárias e ajustar o mercado a ser realizado com o previsto inicialmente.

Como principal benefício para a empresa concessionária de distribuição, pode-se destacar a melhora dos processos de tomada de decisão e nos planos de investimento relacionados à determinação de políticas de preços, com vistas a estabelecer tarifas justas e adequadas para todos os usuários e remuneração apropriada para a concessionária. O conhecimento mais preciso do comportamento do mercado, resultado da aplicação do simulador, pode também contribuir para aprimorar o processo de compra de energia. Além disso, a transparência da composição das tarifas de fornecimento de energia para os consumidores garantirá uma melhora na imagem da AES ELETROPAULO e no relacionamento desta com seus clientes.

#### Grupamento Tarifário - Modalidade: A4 - Verde

Item	Valores iniciais		
	Mercado	Tarifa	Receita
D	24.270.969,73	6,91	167.712.400,81
EPS	377.535,42	852,62	321.894.248,33
EFPS	3.946.855,83	123,11	485.897.420,88
EPU	229.110,91	833,59	190.984.567,01
EFPU	2.918.116,28	112,07	327.033.291,17
			<b>1.493.521.928,20</b>
Cálculo da nova tarifa			
	Mercado	Tarifa	Receita
	24.270.969,73	7,38	179.030.268,35
	377.535,42	904,91	341.636.384,99
	3.946.855,83	130,68	515.785.002,05
	229.110,91	884,67	202.688.255,71
	2.918.116,28	118,94	347.093.678,75
			<b>1.586.233.589,84</b>
Aplicação das elasticidades			
	Mercado	Tarifa	Receita
	23.689.069,93	7,38	174.737.993,34
	368.483,96	904,91	333.445.606,24
	3.852.229,42	130,68	503.418.986,55
	223.617,95	884,67	197.828.777,24
	2.848.154,04	118,94	338.772.060,65
			<b>1.548.203.424,02</b>
Migração			
	Mercado	Tarifa	Receita
	23.587.581,83	7,38	173.989.385,36
	368.253,04	904,91	333.236.644,91
	3.842.209,52	130,68	502.109.560,50
	223.453,01	884,67	197.682.857,42
	2.840.996,97	118,94	337.920.766,58
			<b>1.544.939.214,77</b>

Figura 4 – Impacto na Receita

#### **4. BIBLIOGRAFIA**

- [1] ANEEL. Abertura das parcelas e realinhamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica, Nota Técnica nº 083/2003-SRE/SRD/ANEEL, 2003.
- [2] BOITEUX, M. Peak-Load Pricing, *The Journal of Business*, Vol. 33, No. 2, pp. 157-179, 1960.
- [3] BJØRNER, T. B.; TOGEBY, M.; JENSEN, H. H. Industrial companies' demand for electricity: evidence from a micropanel, *Energy Economics*, Vol. 23, pp. 595-617, 2001.
- [4] DNAEE. Nova tarifa de energia elétrica: metodologia e aplicação. Brasília, 1985, 444p.
- [5] FUJIMOTO, S.; TAHAN, C. M. V. As distorções nas tarifas de fornecimento de energia elétrica e o processo de realinhamento tarifário. ABAR, Recife, 2007.
- [6] IRASTORZA, V. New Metering Enables Simplified and More Efficient Rate Structures, *The Electricity Journal*, December 2005, Vol. 18, Issue 10.
- [7] WILSON, R. Efficient and Competitive Rationing, *Econometrica*, January 1989, Vol. 57, No. 1, pp. 1-40.