



**XXI SEPEF – SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO ECONÔMICO-FINANCEIRO E DE
REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO – FUNDAÇÃO COGE**

**METODOLOGIA DE CONSTRUÇÃO TARIFÁRIA, OS SUBSÍDIOS
IMPLÍCITOS E OS RISCOS PARA AS CONCESSÕES**

Diego Boff¹
Iára Lenuzza Sobrosa²

Consultar Serviços de Engenharia SS

Os subsídios implícitos nas tarifas de energia elétrica decorrem da metodologia de cálculo da construção das tarifas, suas imperfeições e limitações que distorcem as relações entre o custo dos vários tipos de consumidores e as tarifas de aplicação, de forma que surgem mercados subsidiantes e subsidiados nas áreas de concessão “escondidos” nas opções tarifárias disponíveis. O objetivo deste artigo é discorrer sobre a metodologia de cálculo tarifário e avaliar, comparar e trazer exemplos que evidenciam o surgimento e a dimensão destes subsídios e, por fim, estabelecer relação entre as tarifas calculadas, risco de mercado e equilíbrio econômico-financeiro das concessões de energia elétrica.

Palavras-Chave: cálculo tarifário, subsídios implícitos, custos dos clientes, risco de mercado, equilíbrio da concessão.

1 Introdução

A tarifa de energia elétrica repassa para os consumidores os custos de (i) encargos setoriais e de sistema; (ii) transporte: transmissão e distribuição; (iii) geração de energia; (iv) impostos.

A metodologia de cálculo de cada componente da tarifa está estabelecida nos procedimentos de regulação tarifária (PRORET) que definem tanto o nível das tarifas quanto forma de alocação dos preços entre os diferentes tipos de usuários da rede ou estrutura tarifária.

O nível das tarifas é definido pelos custos regulatórios permitidos, sendo calculados individualmente cada qual por uma metodologia específica. Os custos permitidos de distribuição, parcela B, são calculados, em princípio teórico geral, por métodos de comparação, sendo estabelecida uma receita teto permitida cujo faturamento efetivo fica sujeito a flutuações de mercado. Para os demais itens de custo há garantia contratual de

¹ <http://lattes.cnpq.br/7413399449425307>

² <http://lattes.cnpq.br/0486620694289886>



neutralidade entre custos e receitas, limitados por mecanismos regulatórios de incentivo a melhores práticas.

A estrutura das tarifas é responsável pela atribuição da responsabilidade de cada tipo de consumidor na composição da receita de cada custo, a metodologia de cálculo está definida no módulo 7 do PRORET. A tarifa de energia comprada para revenda, por exemplo, é igual para os postos tarifários horários fora de ponta e intermediário e para posto horário de ponta é igual a 1,72 vezes a tarifa dos demais postos. Já a estrutura da componente tarifária de distribuição, que é a variável de interesse deste trabalho, é calculada com base numa lógica do custo que cada cliente típico impõe ao sistema de distribuição, conceito que será melhor explorado mais adiante neste texto.

As tarifas homologadas pela ANEEL são o resultado desta composição de custos regulatórios permitidos e estrutura das tarifas para cada um dos elos da cadeia de produção e fornecimento de energia elétrica.

Além disso, existem descontos definidos pela legislação que são aplicados sobre as tarifas calculadas pela ANEEL, tais descontos são pagos pelo próprio consumidor de energia elétrica por meio da CDE. Por estarem definidos em lei, em mérito e monta, é possível estimar o custo para o mercado subsidiante e o benefício do mercado subsidiado, portanto, estes subsídios são explícitos.

Há, por outro lado os subsídios implícitos, que surgem do método posto de cálculo da estrutura tarifária, este é o cerne da discussão proposta neste texto.

A definição da estrutura das tarifas de distribuição, chamada de FioB, preconiza a tarifação aderente aos custos que os consumidores impõem às redes de distribuição que os atendem, de forma que consumidores que custem mais ao sistema serão responsáveis por maior composição da receita do que consumidores do que custam menos.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

A estrutura tarifária define a forma de rateio da Parcela B das distribuidoras entre os seus consumidores, o regramento de cálculo é dado pelo módulo 7 do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária).

Conforme submódulo 7.2 do PRORET para definição da estrutura tarifária são considerados agrupamentos com base no nível de tensão, sendo eles: AT-2 (de 88 a 138 kV), AT-3 (69 kV), MT (acima de 1 kV e inferior a 69 kV) e BT (igual ou inferior a 1 kV), a relação entre os níveis de tensão é chamada de estrutura tarifária vertical. Além disso, há variação da estrutura de tarifas em função do período do dia, estrutura horizontal, sendo definidas tarifas diferenciadas para o horário de ponta, fora de ponta e intermediário.



No regime de regulação brasileiro, a estrutura das tarifas da componente de distribuição é definida com base na teoria marginalista, de forma que a tarifa dos clientes mantenha relação com o custo marginal de expansão que imputam nas redes que os atendem.

O submódulo 7.2 estabelece o método de cálculo da estrutura das tarifas que reproduz a teoria marginalista³.

O primeiro passo para definição da estrutura tarifária é a caracterização da carga e das redes que formam o sistema de distribuição da concessionária. O procedimento para tal está definido no PRODIST – Procedimento de distribuição. Em resumo, a caracterização das redes de baixa tensão e clientes de baixa tensão se dá por amostragem, já para os níveis de tensão superiores há, geralmente, disponibilidade da memória de massa e a caracterização da carga e rede é determinística. O objetivo desta etapa é conhecer a forma de uso das redes e também a curva de carga (hábito de consumo) dos clientes, possibilitando associar matematicamente quais tipos de clientes usam quais tipos de rede, ou dito de outra forma, recompor a curva de uso das redes a partir da combinação dos tipos de clientes.

Por ser um processo amostral, esta associação entre tipos de clientes e tipos de rede é probabilística, no referido regulamento recebe o nome de π (π_i):

$\pi(j, k, h)$ = probabilidade do consumido tipo j se associar a uma rede

tipo, que atende o agrupamento tarifário k , nas horas de ponta h da rede tipo

Outro parâmetro importante para o cálculo é o fator de coincidência entre a demanda máxima do consumidor-tipo e a demanda máxima da rede-tipo e é dado como a relação entre a demanda do consumidor-tipo no momento da demanda máxima da rede-tipo e sua própria demanda-máxima:

$P(j, h)$ = fator de coincidência do consumidor tipo j na hora de ponta h das redes
tipos que atendem o agrupamento tarifário k .

Além destes, o método considera as perdas de potência (fpp) de cada consumidor-tipo acumuladas de todos os agrupamentos que o atende.

A multiplicação destes 03 parâmetros define a responsabilidade de potência de cada consumidor-tipo, por período tarifário (u), no uso das redes que o atende.

$$RP(u, k, j) = (1 + fpp) * \sum_{h \in u} \pi(j, k, h) * P(j, h) [adimensional]$$

O custo marginal de capacidade de cada cliente é dado por

³ Não é objetivo deste trabalho discutir a aderência entre a metodologia de cálculo e teoria marginalista, tampouco se todo o espectro de clientes está contemplado.



$$CMC(u, j) = \sum_{k=B}^{AT-2} RP(u, k, j) * CME_x(k) * \phi(k, k_0) \text{ [R\$/kW]}$$

Sendo:

$CME_x(k)$ = é o custo marginal de expansão do nível de tensão k e é dado pelo custo dos ativos do nível k dividido pela demanda máxima atendida pelo nível.

$\phi(k, k_0)$ = representa quanto do agrupamento K é destinado para atender o agrupamento k_0 .

O resultado do método apresentado é um valor em R\$/kW para cada um dos clientes típicos atendidos pela distribuidora em cada posto tarifário. Plotando estes valores na ordenada e o número de horas de utilização de cada consumidor nas abcissas temos as curvas tarifárias⁴. Este capítulo se propõe a descrever rapidamente, inclusive com saltos lógicos, a forma de cálculo do custo dos clientes, já o próximo capítulo explora o resultado de tal metodologia, que é representado pela curva tarifária.

3 Custos, tarifa e diversidade de consumidores – uma visão pela curva tarifária

Este capítulo utiliza a representação gráfica para melhor didática, mas todos os parâmetros calculados são dados por fórmulas matemáticas.

A Figura 1 demonstra uma curva tarifária a partir de dados reais, mas adaptada⁵ para que se demonstre inequivocamente aquilo que se deseja.

⁴ O método de cálculo da estrutura tarifária foi apresentado de forma simplificada, com o intuito de oferecer ao leitor apenas a lógica do cálculo.

⁵ A regra define que a estrutura tarifária seja por subgrupo tarifário (B1, B2, B3), mas para ampliar o espectro da diversidade dos consumidores neste trabalho o exemplo agrupa estes subgrupos de baixa tensão.

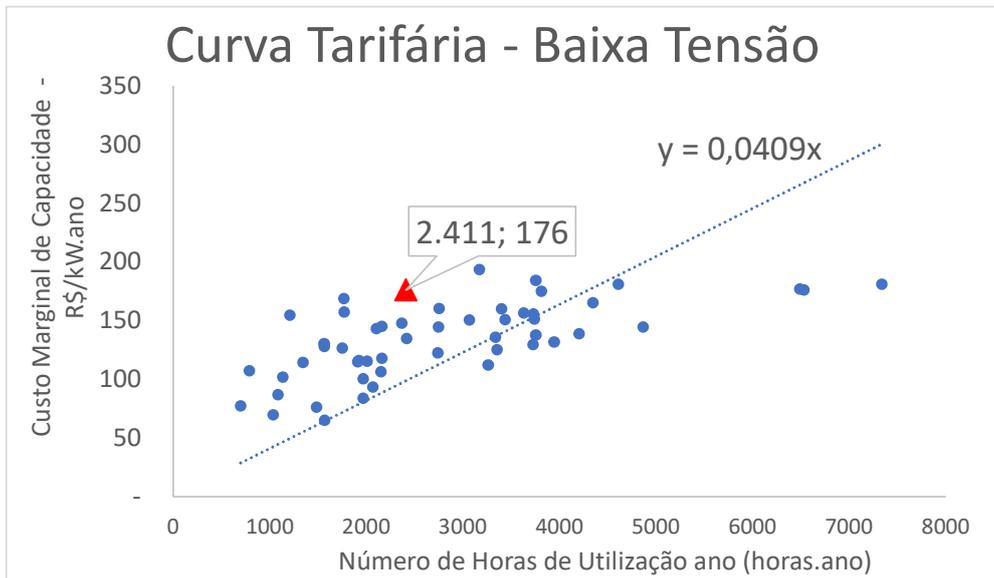


Figura 1 – Curva Tarifária

Na Figura 1 cada ponto representa um cliente tipo da distribuidora, as coordenadas X,Y de cada ponto representam respectivamente o número de horas de utilização do cliente ao longo do ano (proporcional ao fator de carga) e seu custo marginal, calculado conforme método apresentado no capítulo 2.

Teoricamente quanto maior o número de horas de utilização do consumidor maior sua responsabilidade de potência e, portanto, o custo marginal de capacidade, a Figura 1 corresponde a essa lógica.

A reta pontilhada é aquela que melhor se ajusta aos pontos (menor erro quadrático) passando pela origem [0;0] e sua inclinação é a própria tarifa monômnia.

$$\text{Inclinação da reta} = \frac{y}{x} = \frac{\left[\frac{\text{R\$}}{\text{KW}} \cdot \text{ano} \right]}{\text{horas} \cdot \text{ano}} = 0,0409 * \frac{\text{R\$}}{\text{KWh}}$$

Assim, os clientes de baixa tensão representados na Figura 1 tem tarifa marginal dada pela inclinação da reta.

O ponto triangular vermelho representa um cliente que utiliza o sistema por 2.411 horas cujo custo marginal de capacidade é 176 R\$/kW.ano. A inclinação da reta que passa pela origem e por este ponto é 0,073 R\$/KWh, portanto o custo deste cliente (0,073) é maior do que a tarifa estabelecida pela reta tarifária (0,0409), logo este é um cliente que está sendo subsidiado pelos demais. Generalizando, todos os clientes localizados acima da reta tarifária apresentam custos maiores do que a tarifa de faturamento, portanto serão subsidiados, e os clientes abaixo da reta tarifária apresentam custos inferiores à tarifa (subsidiados).



E este é o cerne deste trabalho, demonstrar a existência de subsídios implícitos dentro do próprio processo de construção da estrutura tarifária. No capítulo seguinte explora-se a estrutura tarifária para o grupo B.

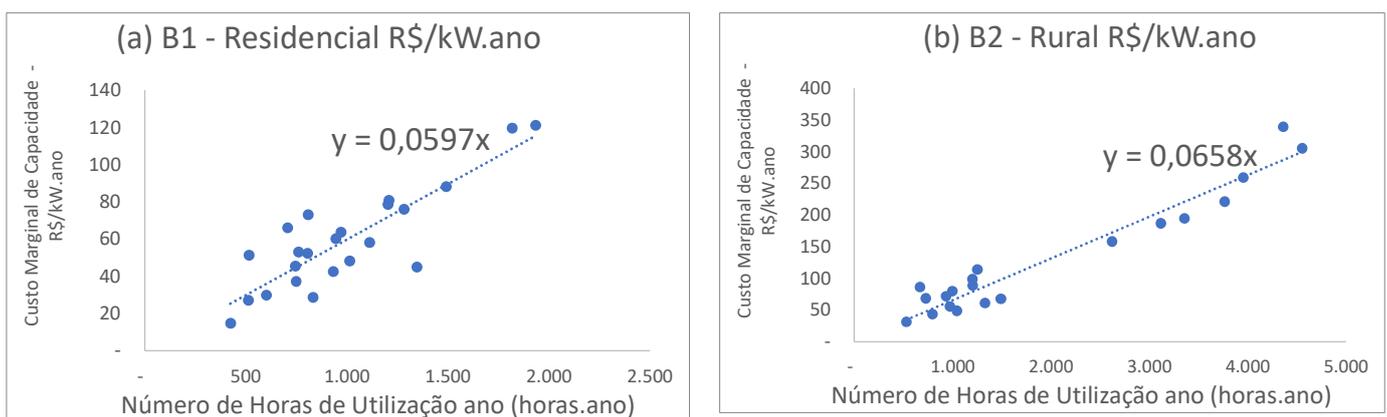
4 Tarifa de baixa tensão

A caracterização da carga de baixa tensão, conforme definido no PRODIST módulo 2, deve ser realizada segregando as classes de consumo em residencial, rural, comercial, industrial, serviços públicos, poder público ou para as distribuidoras que não operam redes em tensão superior a 44kV as classes consideradas são residencial, rural e demais classes. Neste capítulo vamos utilizar a segunda forma de agregação.

Além disso, existem duas modalidades tarifárias aprovadas pelo regulador para aplicação aos consumidores de baixa tensão que estão definidas no submódulo 7.1 do PRORET:

- “Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme Resolução Normativa nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia”
- “Modalidade tarifária Convencional Monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia”

Mesmo que a caracterização da carga seja segregada por classe de consumo a tarifa de referência para a modalidade convencional monômnia é única. A Figura 2 mostra o resultado de um caso real de cálculo da estrutura tarifária cuja interpretação é idêntica a Figura 1 mas por classe de consumo na baixa tensão.



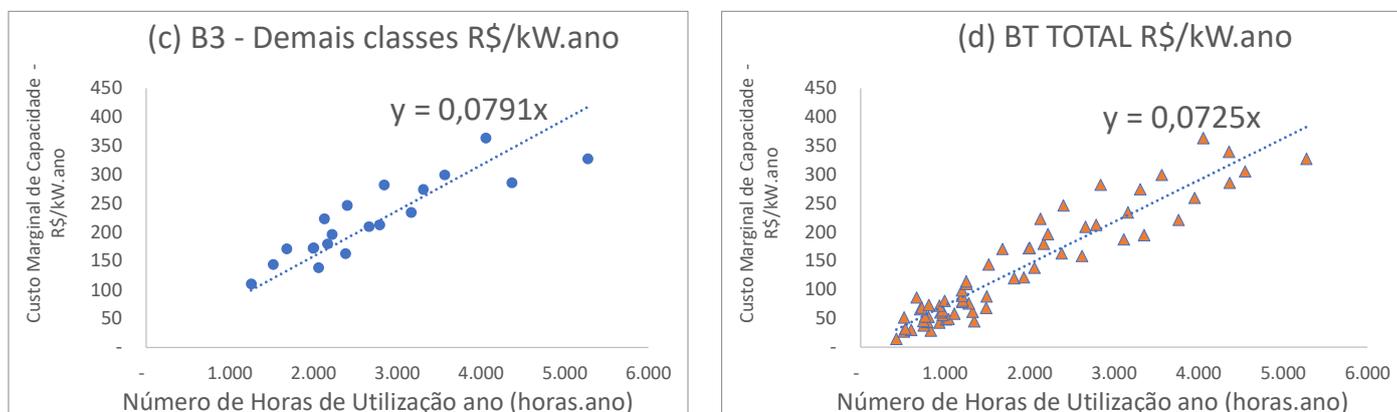


Figura 2 – Curvas Tarifárias (i) Residencial; (ii) Rural e (iii) B3 – Demais classes

Os gráficos (a), (b) e (c) da Figura 2 mostram as retas tarifárias para cada uma das classes de clientes, já o gráfico (d) mostra a reta tarifária única para todos os clientes de baixa tensão que é a tarifa de referência para faturamento⁶ conforme metodologia descrita. A Tabela 1 mostra a relação entre as tarifas de referência na baixa tensão.

| | Tarifa | | Sobrepço(+) / Subsídio(-) | |
|----------------------------|---------|------------------|---------------------------|-------------|
| | R\$/KWh | Relação BT Total | | |
| B1 - Residencial | 0,0597 | 82,4% | 17,6% | Subsidiado |
| B2 - Rural | 0,0658 | 90,7% | 9,3% | Subsidiado |
| B3 - Demais Classes | 0,0791 | 109,1% | -9,1% | Subsidiante |
| BT TOTAL | 0,0725 | 100,0% | 0,0% | |

Tabela 1 - Relação entre as restas tarifárias de cada classe de consumo e a reta tarifária da baixa tensão

A Tabela 1, além dos subsídios implícitos que surgem pela distância do custo de cada cliente à reta tarifária conforme descrito no capítulo 3, mede um outro subsídio implícito que surge da estrutura tarifária única para a baixa tensão ao invés de tarifas diferenciadas para cada classe de consumo. Poder-se-ia explorar outros tipos de subsídios implícitos tais como diferenças regionais, diferenças sazonais, pela mesma lógica.

E se a tarifa de baixa tensão fosse monômnia mas por uma tarifa de demanda em R\$/kW?

⁶ Os descontos legais ainda aplicados para os clientes rurais e água esgoto e saneamento incidem sobre a tarifa de baixa tensão, e são tipo de subsídio explícito.



A Figura 3 mostra os mesmos consumidores da Figura 2 mas com ajuste de curva para que haja apenas uma tarifa de demanda (R\$/kW) que é igual ao intercepto de uma linha horizontal que melhor ajusta os dados.

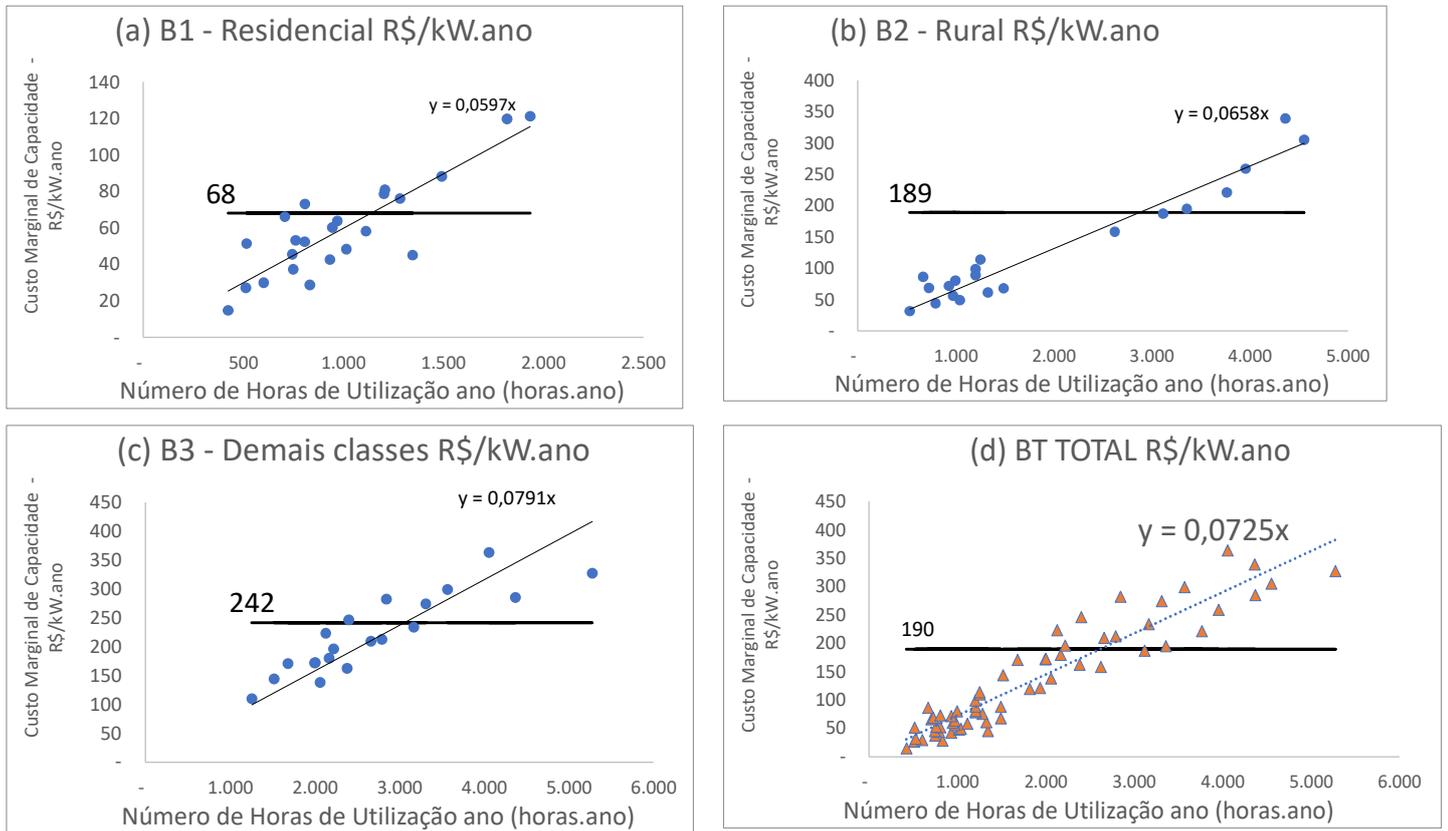


Figura 3 – Curvas Tarifárias horizontais

A Figura 3 mostra que há um aumento expressivo da diferença entre custo e tarifa se, neste exemplo, fosse adotada a tarifa monômia de demanda ao invés da tarifa monômia de energia. A Figura 4 abaixo compara a diferença para cada cliente entre o custo e as duas modalidades propostas na Figura 3 para o gráfico (d).

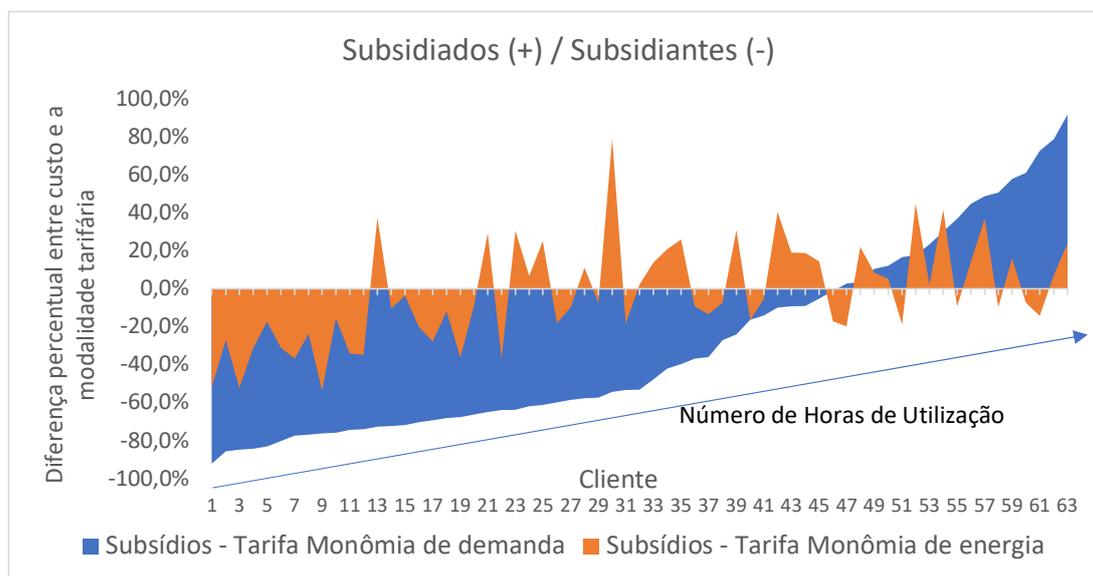


Figura 4 – Subsidiados e subsidiantes pelas diferentes modalidades

Na Figura 4 os clientes estão, na abcissa, em ordem crescente de número de horas de utilização, percebe-se que há subsídio independente da modalidade tarifária escolhida, entretanto duas diferenças se destacam:

1. a dispersão de subsidiados e subsidiantes é mais aleatória dentro do espectro dos tipos de clientes na modalidade monômia de energia, já na modalidade monômia por tarifa de demanda os consumidores com menos horas de utilização subsidiam os consumidores com mais horas de utilização.
2. A amplitude entre subsidiados e subsidiantes é maior na tarifação pela modalidade monômia com tarifa de demanda.

Ambas as características são relevantes para o impacto econômico-financeiro do risco de mercado, como será abordado no capítulo 5.

5 Subsídios implícitos, risco de mercado e desvios de custo e faturamento.

Nos capítulos anteriores foi abordado o método de cálculo da estrutura tarifária e como surgem os subsídios implícitos derivados tanto do cálculo da estrutura quanto da modalidade escolhida e, partir da existência de um mercado subsidiado e outro subsidiante, dentro da própria área de concepção, o risco de mercado surge naturalmente pela seguinte lógica:



- Se o mercado subsidiado, aquele cuja tarifa é menor do que seu custo (ver Figura 1), crescer mais do que o mercado subsidiante haverá excesso de custo incremental em relação ao faturamento incremental, pois este mercado agrega mais custo do que receita por unidade adicional de atendimento.
- Ao contrário, se o mercado subsidiante crescer mais do que o subsidiado, haverá excesso de receita em relação ao custo adicional.

A Tabela 2 mostra a variação de mercado faturado entre dois ciclos de revisão tarifária, os dados referem-se a soma de 05 distribuidoras.

| | KWh Fatruado.ano | | |
|---------------------|------------------|-------------|--------|
| | 4 CRTP | 5 CRTP | % |
| B1 - RESIDENCIAL | 193.983.821 | 234.964.006 | 21,13% |
| B2 - RURAL | 64.087.490 | 80.220.424 | 25,17% |
| B3 - DEMAIS CLASSES | 106.017.417 | 108.725.524 | 2,55% |

Tabela 2– Variação de Mercado

Pela Tabela 2 há um crescimento expressivo das classes residencial e rural, e um crescimento menor das classes de consumo do subgrupo B3 (comercial e industrial principalmente).

Concatenando as informações da Tabela 1 que mostra a diferença entre custo e tarifa de cada classe de consumo, e os dados de mercado da Tabela 2 é possível calcular a variação de custo⁷ e a variação de faturamento entre as revisões tarifárias.

| | R\$/KWh | | Delta MM R\$ | | | |
|---------------------|-------------|-------------|-----------------|-----------------|--------------|--|
| | Faturamento | Custo | Faturamento (1) | Custo (2) | % | |
| B1 - RESIDENCIAL | R\$ 0,07250 | R\$ 0,05972 | R\$ 2,97 | R\$ 2,45 | 21,4% | |
| B2 - RURAL | R\$ 0,07250 | R\$ 0,06579 | R\$ 1,17 | R\$ 1,06 | 10,2% | |
| B3 - DEMAIS CLASSES | R\$ 0,07250 | R\$ 0,07907 | R\$ 0,20 | R\$ 0,21 | -8,3% | |
| TOTAL | | | R\$ 4,34 | R\$ 3,72 | 16,5% | |

Tabela 3 - Variação de Faturamento e de Custo

Do ensaio mostrado na Tabela 3, como o mercado subsidiante (custo < tarifa) cresceu mais do que o subsidiado, o acréscimo de receita foi maior do que o acréscimo de custo.

Já a Tabela 4 mostra a variação de mercado faturado por faixa de consumo.

⁷ Este cálculo é demonstrativo já que o mercado da Tabela 2 é a soma de 05 distribuidoras enquanto que a Tabela 1 representa somente 01 distribuidora.



| Faixa de Consumo Médio Mensal | KWh Fatruado.ano | | | |
|--------------------------------|------------------|-------------|-----------|-------------|
| | 4 CRTP | 5 CRTP | Varição % | Estrutura % |
| Até 100 kWh | 29.207.614 | 25.410.532 | -13,00% | 5,99% |
| Acima de 100 kWh até 220 kWh | 105.755.559 | 113.230.115 | 7,07% | 26,71% |
| Acima de 220 kWh até 500 kWh | 93.994.264 | 126.226.502 | 34,29% | 29,77% |
| Acima de 500 kWh até 1.000 kWh | 38.148.449 | 46.450.971 | 21,76% | 10,96% |
| Acima de 1.000 kWh | 110.793.638 | 112.620.825 | 1,65% | 26,57% |

Tabela 4 - Variação de Mercado por faixa de consumo

Há uma tendência de que quanto maior a faixa de consumo maior o número de horas de utilização da rede pelo consumidor. Dito isso e relacionando a Tabela 4 com a Figura 4 é possível conjecturar que numa estrutura de mercado como esse da Tabela 4 o acréscimo de custo seria maior do que o acréscimo de receita se fosse aplicada a tarifa monômnia de demanda, lembrando que os consumidores com menos horas de utilização (menor consumo) nessa modalidade possuem tarifa maior do que o custo⁸.

Mais importante do que o sinal da diferença entre o acréscimo de custo e o acréscimo de receita é o fato que a volatilidade do mercado aliada as diferenças de custo e tarifas oriundos do método de cálculo da estrutura tarifária e da modalidade tarifária de aplicação representam um fator de risco para o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, principalmente se considerarmos cenários extremos de recessão ou prosperidade e seus impactos nos diferentes tipos de clientes.

Para que este risco seja reduzido é necessário que as tarifas para os clientes sejam o mais aderente possível aos custos que cada cliente impõe ao sistema de distribuição, no limite poder-se-ia dizer que o ideal seria que cada cliente tivesse sua própria tarifa e que essa tarifa representasse exatamente o seu custo. Há obviamente um *trade-off* entre o número de opções tarifárias disponíveis, no limite uma para cada cliente, e a inteligibilidade por parte dos clientes.

6 Conclusão

Para os consumidores de energia elétrica no Brasil existem subsídios definidos pela legislação com fonte de recurso discriminada, estes subsídios são explícitos, portanto, auditáveis de fácil mensuração. Há, também uma outra classe de subsídios que são chamados implícitos que surgem da diferença entre o custo e a tarifa para cada clientes.

Este trabalho versou sobre o subsídio implícito que surge da combinação do cálculo do custo das tarifas e as modalidades tarifárias disponíveis, de tal forma que surgem consumidores que imputam custo maior ao sistema de distribuição do que sua respectiva tarifa e vice-versa.

⁸ Não é possível calcular o acréscimo de custo ou o acréscimo de receita simulando a tarifa monômnia de demanda pois não há histórico de medição de demanda de cada cliente.



Ainda, o texto trouxe uma comparação entre os subsídios que surgem entre a aplicação de duas modalidades monômias: (i) tarifa de energia; (ii) tarifa de demanda. Sendo esta última mais nociva aos consumidores com baixa utilização do sistema.

Por fim, no último capítulo, mostrou-se que combinação entre a evolução do mercado de forma diversa entre diferentes classes e faixas de consumo com os subsídios implícitos tarifários introduzem um fator de risco para o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, cujo remédio é buscar sempre uma melhor aderência entre a estrutura de tarifas e a estrutura de custos.

7 Bibliografia

PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária. ANEEL.

PCAT – Planilha de Construção e Abertura Tarifária. ANEEL

SPARTA – Planilha de cálculo da receita requerida nos processos tarifários. ANEEL.

PRODIST – Procedimentos de distribuição. ANEEL