



## **Texto de Discussão do Setor Elétrico**

TDSE n. °47

# **Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras?**

Dorel Soares Ramos

Roberto Brandão

Nivalde J. de Castro

Rio de Janeiro

Maio de 2012

## Sumário

Porque o preço da energia varia entre as distribuidoras?.....	1
Introdução.....	3
1- Sobre a fixação de tarifas de energia elétrica.....	5
1.1 Custos não gerenciáveis.....	6
1.2 Custos gerenciáveis.....	8
1.3 O componente financeiro.....	10
1.4 O tratamento das perdas.....	12
1.5 A estrutura tarifária.....	13
1.6 Alocação de custos na tarifa.....	15
1.7 A evolução da estrutura tarifária.....	16
2- Tornando as tarifas comparáveis.....	16
3- Comparando as tarifas de dez distribuidoras.....	18
Conclusões.....	36
ANEXO 1 : Componentes da Tarifa B1 Residencial.....	38

# Porque o preço da energia varia entre as distribuidoras?

Dorel Soares Ramos<sup>1</sup>

Roberto Brandão.<sup>2</sup>

Nivalde J. de Castro<sup>3</sup>

## ***Introdução***

Os preços pagos pelos consumidores finais da energia elétrica do mercado cativo no Brasil variam consideravelmente de distribuidora para distribuidora. Esta diferenciação pode a princípio parecer surpreendente, na medida em que as distribuidoras não têm liberdade para determinar o preço da energia, pois as tarifas de energia elétrica para o consumidor final são fixadas pela Aneel. A Aneel adota uma metodologia única para fixação das tarifas de todas as distribuidoras, mas a tarifa final, mesmo sem considerar as diferenças nas alíquotas de impostos e taxas locais, varia bastante. A principal causa desta diferenciação decorre do fato de que os custos do serviço de distribuição de energia são distintos entre as distribuidoras.

---

<sup>1</sup> Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e Pesquisador Sênior do Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

<sup>2</sup> Pesquisador Sênior do Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

<sup>3</sup> Coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Dito de uma forma simplificada, todas as distribuidoras cobrariam do consumidor o mesmo valor pela energia se:

- i. Comprassem energia ao mesmo preço;
- ii. Tivessem o mesmo volume de investimentos em ativos fixos por consumidor;
- iii. Apresentassem os mesmos níveis de perdas e inadimplência;
- iv. Tivessem a mesma proporção de subsídios cruzados na área de concessão;
- v. Tivessem os mesmos custos operacionais.

Mas a realidade nacional não é assim: algumas distribuidoras têm um mix de compra de energia mais barato do que outras; há áreas de concessão que, devido à grande extensão e à baixa densidade demográfica necessitam de maiores investimentos para atender a cada consumidor; o volume de subsídios incluídos na tarifa (subsídio para baixa renda, para fontes incentivadas, para cooperativas) tem importância variada de distribuidora para distribuidora; há redes de manutenção mais ou menos complexa, fazendo com que os custos operacionais sejam distintos e, finalmente; os impostos estaduais e municipais incidentes sobre as tarifas também oscilam muito.

Este texto procura explicar como são calculadas as tarifas das distribuidoras de energia elétrica e comparar as tarifas de diversas distribuidoras, mostrando na prática quais os principais fatores que explicam a diversidade de tarifas e qual sua importância relativa em casos específicos. Para tanto, o texto se divide em três partes, além da presente introdução. A primeira consiste em explicar a forma como as tarifas são calculadas pelo Regulador. A segunda parte desenvolve a metodologia de comparação de tarifas e a terceira parte consiste na aplicação da metodologia a um conjunto de dez distribuidoras.

## ***1- Sobre a fixação de tarifas de energia elétrica***

O serviço de distribuição de energia elétrica é considerado na literatura econômica como um exemplo clássico de monopólio natural. Uma atividade econômica dá origem a uma estrutura de mercado de monopólio natural quando a produção é mais eficiente do ponto de vista técnico e econômico quando há apenas uma firma atuando no segmento específico do mercado. É evidente, por exemplo, que se houvessem várias firmas a operar redes de telefonia fixa ou de eletricidade em uma mesma cidade, o investimento para construção de várias redes em paralelo e o custo de mantê-las e administrá-las seriam maiores do que em uma situação em que houvesse apenas uma firma prestando o serviço de redes.

Por outro lado, mesmo supondo que a regulação permitisse a entrada no mercado de novas empresas de redes, a empresa que se instalasse primeiro teria condições de impor barreiras à entrada de competidores. Por ter os investimentos parcialmente amortizados, a empresa pioneira poderia praticar preços que permitissem cobrir seus custos, mas que fossem suficientemente baixos para impor à nova entrante prejuízos insustentáveis.

Na prática, portanto, em alguns segmentos das indústrias de rede, o monopólio não apenas é a melhor forma de organização técnica e econômica para a indústria, como tende a ser o resultado de um processo dinâmico de livre competição.

Não obstante, na ausência da ação do Regulador, o monopólio natural em nada beneficia os consumidores. Se há apenas uma firma atuando no setor e se encontra naturalmente protegida da competição, a tendência é que prevaleçam altos preços de serviços que se traduzirão em lucros extraordinariamente elevados para o monopolista. Esta possibilidade concreta justifica que atividades que são reconhecidas como monopólios naturais sejam usualmente reguladas com o objetivo de proteger o consumidor contra a prática de preços elevados.

A distribuição de energia elétrica, caracterizada como monopólio natural, é um setor fortemente regulado, tanto em seus aspectos técnicos, como, sobretudo, econômicos. As tarifas cobradas ao consumidor (ou em muitos países, o nível máximo das tarifas) são definidas pela Agência Reguladora de forma a permitir o equilíbrio econômico financeiro para a empresa distribuidora e ao mesmo tempo beneficiar o consumidor com tarifas razoáveis.

No caso brasileiro, as tarifas de energia elétrica são calculadas e fixadas anualmente pela Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica. A estrutura tarifária pode ser decomposta em três componentes:

- i. Custos não gerenciáveis,
- ii. Custos gerenciáveis e
- iii. Componentes financeiros.

Cada um destes componentes será analisado em seguida.

### **1.1 Custos não gerenciáveis**

- i. Os custos não gerenciáveis, também denominado por Parcela A, são os custos que, pela regulação brasileira, não estão sob a esfera de controle da administração da distribuidora. Estes custos são repassados diretamente para as tarifas (*pass-through*) segundo regras muito claras estabelecidas pelo Regulador. A Parcela A é basicamente composta pelas seguintes rubricas: compra de energia;
- ii. Pagamento dos serviços de transmissão de energia a longa distância; e
- iii. Encargos setoriais.

Ao contrário do que ocorre na maioria dos países, no Brasil as distribuidoras de energia elétrica não têm liberdade para contratar diretamente a energia para atender seus respectivos mercados.

Toda a energia que abastece o mercado regulado é adquirida em leilões organizados pelo Estado, que atua como comprador único (tipo monopólio) em nome das distribuidoras, preservando para si a capacidade de influir sobre a contratação de energia (tipo de fonte, data de entrega e principalmente no custo da energia) e com isso viabilizar a construção de novos empreendimentos de geração. Às distribuidoras cabe apenas declarar previamente suas necessidades de energia, informação estratégica para o planejamento do SEB, e firmar os contratos que resultam dos leilões. Como as distribuidoras são essencialmente passivas em relação ao mercado de energia, a regulação garante e determina que os custos de energia sejam repassados integralmente aos consumidores.

Algo análogo ocorre com os custos de transmissão e com os encargos. O planejamento e a contratação de serviços de transmissão são realizados no Brasil de forma centralizada, cabendo aos usuários das redes de extra alta tensão (os principais são justamente as distribuidoras) arcarem com os custos resultantes. Assim, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão são compulsórios para as distribuidoras, que não têm poder de influir sobre os custos decorrentes de tais contratos. O mesmo ocorre com os encargos, como a CCC (Conta de Consumo de Combustíveis, destinado a subsidiar a conta de energia dos sistemas isolados do norte do país) e a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético, que se destina essencialmente à universalização do acesso à energia elétrica). Esses encargos são definidos em legislação pertinente, calculados pela Aneel e repassados às distribuidoras.

Desta forma, os custos não gerenciáveis - Parcela A - como um todo, são calculados todos os anos pela Aneel e na data do Reajuste Anual de cada distribuidora são definidos e repassados às tarifas.

## 1.2 Custos gerenciáveis

Os custos gerenciáveis, também conhecidos como Parcela B são aqueles sobre os quais a distribuidora tem poder discricionário. Estes custos estão divididos entre custos operacionais e a remuneração dos investimentos.

### 1.2.1 Custos Operacionais

Os custos operacionais correspondem aos gastos com:

- i. Força de trabalho da distribuidora;
- ii. Compra de materiais; e
- iii. Contratação de serviços de terceiros.

Ao contrário do que acontece com os custos não gerenciáveis, a Aneel não permite repasse automático dos custos operacionais para as tarifas – somente são repassados para as tarifas os custos considerados pelo Regulador como **eficientes**.

Um eventual repasse automático dos custos operacionais para a tarifa constituiria um desincentivo à eficiência. A distribuidora tem capacidade de administrar sua operação de forma a otimizar o uso de recursos, contudo seus administradores não teriam incentivo em promover a eficiência nos custos se quaisquer despesas fossem reconhecidas tarifariamente e resultassem em aumento da receita e conseqüentemente da remuneração da distribuidora.

Por exemplo, no 2º Ciclo de Revisões Tarifárias<sup>4</sup>, de onde derivam os resultados numéricos que serão utilizados nas análises ao longo desse texto, o mecanismo de incentivo utilizado consiste em construir uma estrutura de custos operacionais que represente a operação eficiente de uma distribuidora atuando em uma determinada área de concessão – metodologia denominada

---

<sup>4</sup> O 3º Ciclo de Revisões Tarifárias alterou essa metodologia, mas está apenas iniciando e não se dispõe ainda de um conjunto de resultados quantitativos que permita as comparações analíticas pretendidas.



por empresa de referência – e em incorporar à tarifa os custos dessa empresa de referência e não dos custos efetivos da concessionária. Assim, se a concessionária tiver custos superiores aos da empresa de referência quem será penalizado será o acionista da distribuidora e não o consumidor.

Por outro lado, a direção da distribuidora tem assim forte incentivo para aumentar sua eficiência operacional, na medida em que, conseguindo bater os custos operacionais da “empresa de referência” sem prejudicar a qualidade dos serviços<sup>5</sup> é possível obter uma lucratividade maior do que a média do setor.

A maior eficiência operacional também beneficia o consumidor no médio prazo, pois a Aneel, no ciclo seguinte de revisões tarifárias projetará menores custos operacionais ao calcular a nova tarifa.

### *1.2.2 A remuneração dos investimentos*

Os investimentos na expansão e reforço da rede também são remunerados via tarifa. Novos investimentos realizados pela distribuidora são acompanhados pelo regulador e incorporados à Base de Remuneração Regulatória (BRR), sendo, a partir de sua entrada em operação, depreciados de acordo com a vida útil regulatória dos equipamentos e instalações.

A remuneração dos investimentos tem duas componentes:

- i. “Quota de reintegração regulatória” que corresponde à aplicação da depreciação da BRR.
- ii. “Remuneração bruta” consiste na aplicação do custo médio ponderado de capital (WACC na sigla em inglês) sobre a BRR.

---

<sup>5</sup> A distribuidora também é avaliada por de indicadores de qualidade, que mensuram a frequência e a duração das interrupções de serviços, tanto em uma certa área geográfica como em cada consumidor individual. O não atendimento a metas de qualidade de serviço estabelecidas pelo regulador implica em perda financeira para a distribuidora, constituindo em um desestímulo para que a distribuidora corte custos de forma indiscriminada.

Um exemplo numérico pode explicar como funciona a remuneração sobre os investimentos. Suponha-se que a empresa de referência tenha custos operacionais eficientes de R\$ 100 milhões, e que a BRR atualizada da distribuidora seja de R\$ 1 bilhão, com o WACC de 10% e que a depreciação seja calculada em R\$ 100 milhões. Os custos gerenciáveis totais serão de R\$ 300 milhões ( $100 + 1.000 \cdot 10\% + 100$ ). A Aneel calculará a tarifa média da distribuidora de forma que caso o consumo real seja aderente ao consumo estimado para a distribuidora, seja produzido este volume de recursos.

### **1.3 O componente financeiro**

A soma dos custos referentes às Parcelas A e B é a chamada Tarifa Econômica ou a tarifa de equilíbrio para a distribuidora utilizada em muitas comparações, inclusive no ranking de tarifas divulgados pela Aneel no seu site.

Entretanto, a tarifa econômica não é aquela efetivamente paga pelos consumidores, pois a conta de luz é baseada na Tarifa Financeira, que contempla uma série de outras rubricas de custo que são em conjunto chamadas de componentes financeiros. Os componentes financeiros são, grosso modo, de três tipos: a CVA (Conta de Variações da Parcela A), os subsídios e outros itens analisados em seguida.

#### *1.3.1 A CVA- Conta de Variações da Parcela A*

Conforme já mencionado, a Parcela A inclui custos que são repassados para as tarifas do mercado regulado. Ocorre, porém, que o cálculo da tarifa é feito a partir de uma previsão para esses custos e os custos reais tendem a se mostrar diferentes do previsto. O faturamento da distribuidora, a título de recuperação da Parcela A, poderá ser maior ou menor do que os custos efetivos da Parcela A e as diferenças apuradas serão contabilizadas na CVA para um posterior encontro de contas.

Por exemplo, a previsão de gastos com energia supõe um valor em reais para a compra da energia da Binacional Itaipu. Ocorre, porém, que a energia de Itaipu é comprada em dólares, à cotação vigente à época dos pagamentos. As flutuações da taxa de câmbio podem levar a que o custo efetivo da energia de Itaipu seja substancialmente diferente do estimado. O mesmo se dá com o custo da geração termoelétrica contratada, que pode ser maior ou menor do que a estimada de acordo com a intensidade de uso das térmicas, que por sua vez depende do volume de chuvas, situação notoriamente difícil de prever com precisão.

Se à época do cálculo do reajuste anual a CVA estiver superavitária, isto quer dizer que a distribuidora arrecadou, via tarifa, mais dinheiro do que realmente aplicou em custos não gerenciáveis. O saldo será corrigido pela taxa Selic e, no cálculo da tarifa para o ano seguinte, o componente financeiro correspondente à CVA será negativo de forma a compensar o superávit; dessa forma cobrando do consumidor menos que a tarifa econômica.

O contrário também pode ocorrer. A distribuidora pode ter sido obrigada a “adiantar” recursos, por exemplo, em função de uma alta do dólar e de seus impactos na compra de energia de Itaipu. Se isto tiver ocorrido haverá um componente financeiro positivo no cálculo da tarifa do ano seguinte, de forma que o consumidor venha a ressarcir a distribuidora dos recursos adiantados.

### *1.3.2 Subsídios*

A legislação do setor elétrico contempla uma série de subsídios cruzados que são tratados no cálculo das tarifas como sendo componentes financeiros. Isto quer dizer que alguns consumidores pagam mais pela energia para que outros possam pagar menos. Os consumidores de baixa renda, as cooperativas e os agricultores que utilizam irrigação têm suas tarifas subsidiadas pelos demais consumidores da distribuidora. Também há subsídios para alguns geradores, notadamente para geração a partir de fontes incentivadas e para autoprodutores.

### 1.3.3 Outros componentes financeiros

Há também componentes financeiros que dão conta de diversas situações específicas, normalmente ligadas a resoluções da Aneel que regulam outros direitos e obrigações da distribuidora, como por exemplo, déficits no orçamento do Programa Luz Para Todos, tratamento financeiro da sobrecontratação de energia, entre outros.

### 1.4 O tratamento das perdas

A compra de energia (Parcela A) já inclui uma previsão para perdas. A distribuidora precisa abastecer seu mercado com a soma da energia destinada aos consumidores mais o que se perde tecnicamente na rede. Entretanto o tratamento regulatório das perdas deve ser melhor entendido, uma vez que as perdas podem ter um impacto relevante na tarifa de algumas distribuidoras.

Há dois tipos de perdas:

- i. Perdas técnicas, que são uma decorrência da natureza dos sistemas elétricos (não há transporte de energia sem perda); e
- ii. Perdas não-técnicas, eufemismo para designar o furto de energia.

O furto pode se dar, basicamente através da adulteração do sistema de medição da distribuidora, ou por uma ligação direta à rede da Distribuidora, de forma que ao menos uma parte da energia consumida não seja faturada pela distribuidora.

O tratamento das perdas técnicas na tarifa é diferente do tratamento das perdas não técnicas. As perdas técnicas não são evitáveis, sendo por isso, repassadas integralmente para a tarifa, quando os investimentos em rede são considerados adequados. O mesmo, porém, não acontece automaticamente com as perdas não técnicas. Por um lado a agência reguladora reconhece que dificilmente a cultura do furto de energia pode ser erradicada de forma rápida.

Mas, para as distribuidoras que atuam em áreas onde o furto de energia é endêmico, a Aneel costuma estabelecer metas de redução progressivas de perdas, preestabelecendo o percentual de perdas a ser incorporado nas tarifas. Isto quer dizer que a distribuidora tem um alto incentivo para combater perdas: caso elas diminuam em ritmo mais rápido que a meta da Aneel, a empresa é recompensada. O mesmo vale no sentido contrário: um surto de perdas não técnicas diminui o faturamento sem que isso possa ser compensado pela tarifa.

### **1.5 A estrutura tarifária**

De início, é necessário apresentar os diversos tipos de consumidor para os quais são calculadas as tarifas de energia elétrica. Pode-se dividir os consumidores de energia elétrica de acordo com a finalidade da unidade consumidora: residência, comércio, indústria, etc. E também por nível de tensão no qual é feito o atendimento: alta tensão (acima de 69 kV), média tensão (de 1 kV até 69 kV), baixa tensão (abaixo de 1 kV).

Dessa forma, a estrutura das tarifas de fornecimento de energia elétrica pode ser desenhada para abranger cada tipo de unidade consumidora classificada pelo nível de tensão de atendimento e pela sua finalidade.

A distribuidora é responsável direta pelo fornecimento de energia elétrica como um todo, englobando o transporte e o produto (energia elétrica gerada), da maioria dos consumidores, através do mercado cativos.

Porém, para o mercado livre, onde estão os consumidores livres, subsiste a possibilidade de escolha do fornecedor do produto energia elétrica. A distribuidora local presta apenas o serviço de transporte.

Assim, a tarifa de fornecimento de energia elétrica da distribuidora é segregada em duas:

- i. Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD); e
- ii. Tarifa de energia (TE).

A TUSD é paga tanto pelos consumidores cativos como pelos consumidores livres, pelo uso do sistema de distribuição da empresa de distribuição à qual estão conectados. Por outro lado, a TE é cobrada somente dos consumidores cativos, já que os consumidores livres compram energia diretamente das comercializadoras de energia elétrica ou dos próprios agentes geradores.

A TUSD compreende os custos do serviço de distribuição, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. A TE compreende os custos de compra com energia elétrica, incluindo também encargos setoriais associados.

Para os consumidores cativos atendidos em média e alta tensão, as tarifas de fornecimento de energia elétrica são binômias, ou seja, cobradas pelo consumo de energia e pela máxima potência utilizada no período. Há três tipos possíveis de tarifação para os consumidores:

- i. Tarifa convencional;
- ii. Tarifa horo-sazonal verde (THS Verde); e
- iii. Tarifa horo-sazonal azul (THS Azul)<sup>6</sup>.

A tarifa convencional possui apenas um preço para a energia e outro para a potência. As tarifas horo-sazonais possuem quatro preços diferentes de energia que dependem do horário (na ponta ou fora de ponta do sistema) e do período do ano (úmido ou seco) de utilização. A diferença entre as duas tarifas horo-sazonais é o preço da potência utilizada.

A THS Verde possui apenas um valor de tarifa de demanda, enquanto que a THS Azul tem dois preços, um para a ponta e outro para fora de ponta. Isto não significa, porém, que o custo do horário de ponta não é cobrado dos consumidores que optam pela THS Verde.

---

<sup>6</sup> Muito recentemente o Regulador introduziu a Tarifa Horo-sazonal para os consumidores de Baixa Tensão (Tarifa Branca), mas sua implantação será escalonada no tempo devido ao período necessário para que as empresas substituam os medidores hoje existentes.

Neste caso, este custo está incorporado na tarifa de energia do horário de ponta que, justamente por isso, é maior do que a tarifa de energia da THS Azul.

Para os consumidores atendidos em baixa tensão, a tarifa é cobrada somente em função do consumo de energia elétrica do período, não existindo o preço para a potência. Isto não significa, porém, que os custos de uso do sistema de distribuição não contribuem para o seu cálculo, pois a metodologia sempre os utiliza nos diversos períodos de uso da rede, independentemente do nível de tensão de conexão. Na prática o que dificulta a implantação da tarifa de binômica para os consumidores conectados em baixa tensão é o custo da medição.

### **1.6 Alocação de custos na tarifa**

No caso da tarifa de energia (TE), a alocação dos custos, compostos basicamente pelas rubricas de compra de energia e encargos associados, nos diversos tipos de consumidores, é feita proporcionalmente ao consumo de energia elétrica; ou seja, o direcionador de custos às diferentes tarifas é a própria energia consumida. Este tipo de alocação é conhecido no setor elétrico, como “selo”. Trata-se de uma alusão ao selo postal, que consiste de um preço único independente do destino da correspondência. No caso da tarifa de energia elétrica, o termo “selo” corresponde ao valor único do produto energia elétrica que pagam os diferentes tipos de consumidores.

Similarmente, determinados componentes da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) são alocados na forma de “selo”, como o custo de transmissão e encargos setoriais associados. Neste caso, os custos de acesso e uso de transmissão são divididos em função da potência contratada, independentemente do tipo do consumidor ou do nível de tensão em que estiver conectado.

Assim, basicamente os componentes da Parcela A (custos de aquisição de energia, custo de transporte e encargos setoriais) são cobradas na forma de “selo” nas tarifas de energia (TE) e de uso do sistema (TUSD).

Por outro lado, a Parcela B da receita requerida, constituída pelos custos de prestação do serviço e remuneração dos investimentos, que correspondem a aproximadamente um terço dos custos da distribuidora, é alocada para os diferentes consumidores de forma proporcional aos custos marginais de expansão calculados para cada tipo de consumidor.

### **1.7 A Evolução da estrutura tarifária**

A metodologia de cálculo de uma tarifa deve buscar os princípios de eficiência, equidade, justiça, equilíbrio financeiro, simplicidade e estabilidade, sinalizando aos consumidores a direção do mínimo custo e promovendo o uso racional da energia elétrica. Ao mesmo tempo é necessário garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão para a prestação do serviço, de acordo com a qualidade exigida, assim como uma tarifa justa que possibilite a correta alocação dos custos ao consumidor.

Assim, a estrutura tarifária adequada visa: dar a cada categoria de consumidores a convicção de estar pagando um preço justo pelos serviços que recebe e a sensação de não estar sendo injustiçada pelo preço que as outras categorias estão pagando.

## ***2- Tornando as tarifas comparáveis***

O estudo de comparação de tarifas envolveu dez distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Nordeste.

Foi comparada a Tarifa Residencial B1 vigente em outubro de 2011. Como a data de reajuste de cada empresa é diferente, as tarifas foram reajustadas pelo IGP-M para outubro de 2011.



A comparação foi feita a partir da soma da Tarifa Econômica com uma estimativa para os subsídios incorporados à tarifa. Tomou-se como base a tarifa econômica e não a Tarifa Financeira porque esta última incorpora diversas rubricas com valores que flutuam intensamente. A CVA, conforme assinalado anteriormente, contribui para elevar as tarifas em alguns anos, quando ela restitui à distribuidora valores “adiantados” ao consumidor no passado, ao passo que em outros anos a compensação financeira pode levar a tarifas excepcionalmente baixas, quando é a distribuidora que restitui ao consumidor valores recebidos a maior no ano anterior. De uma forma geral, portanto, uma comparação entre concessionárias que tomasse por base a tarifa financeira tenderia a não captar corretamente as discrepâncias mais fundamentais entre os custos do serviço de distribuição de cada uma.

Todavia a tarifa financeira também inclui os subsídios cruzados e estes tendem a se manter relativamente estáveis de ano para ano. Por isso se procurou estimar o peso dos subsídios na Tarifa Residencial B1. Foi preciso fazer uma estimativa, pois a Aneel divulga apenas o montante total de subsídios pagos pelos consumidores de cada distribuidora, não especificando a abertura utilizada para imputar o pagamento a título de subsídios a cada classe de consumidor. Optou-se aqui por fazer o rateio dos subsídios supondo um selo em energia, isto é, imaginando que o consumidor residencial B1 paga uma fração do montante total de subsídios que corresponde a seu consumo em relação ao consumo total da distribuidora. Todos os números são originados de informações Aneel, mas foram utilizados dados de três fontes distintas.

A maioria dos dados vem da planilha com as tarifas econômicas para o consumidor B1, abertas em seus componentes, divulgada no site da Aneel. Os subsídios, porém, foram estimados a partir de dados Nota Técnica do último reajuste Anual.

Finalmente, a composição da Parcela B, que só é calculada a cada Revisão Tarifária Periódica (usualmente a cada quatro anos), foi extraída da Nota Técnica da Aneel para a última revisão tarifária de cada distribuidora.

### 3- Comparando as tarifas de dez distribuidoras

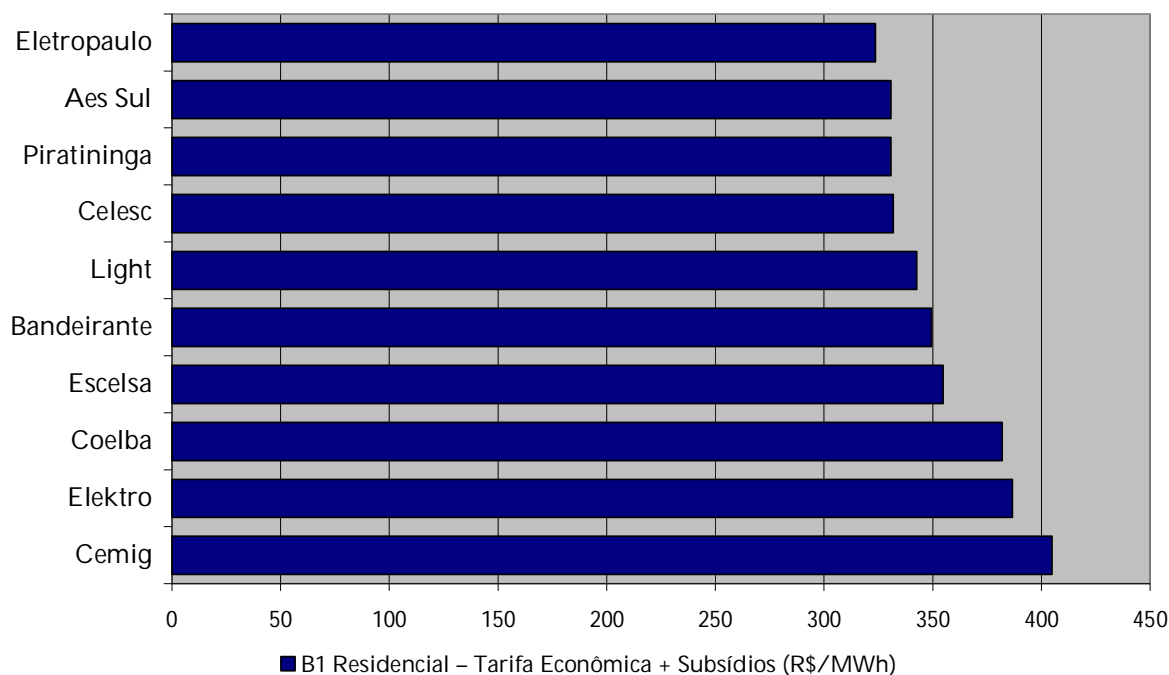
A partir da metodologia descrita e com o suporte dos conceitos apresentados na parte primeira deste estudo, desenvolveu-se uma análise comparativa para dez distribuidoras.

Inicialmente, o Gráfico 1 ilustra o "Ranking" para tarifas B1 Residencial, corrigido os valores da Tarifa Econômica pelo IGPM para outubro de 2011 e incluindo uma estimativa para subsídios.

**Gráfico 1**

Ranking Tarifa B1 Residencial –

Valores corrigidos pelo IGPM para outubro de 20/11



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

Com base nestas evidências empíricas, pode-se observar que:

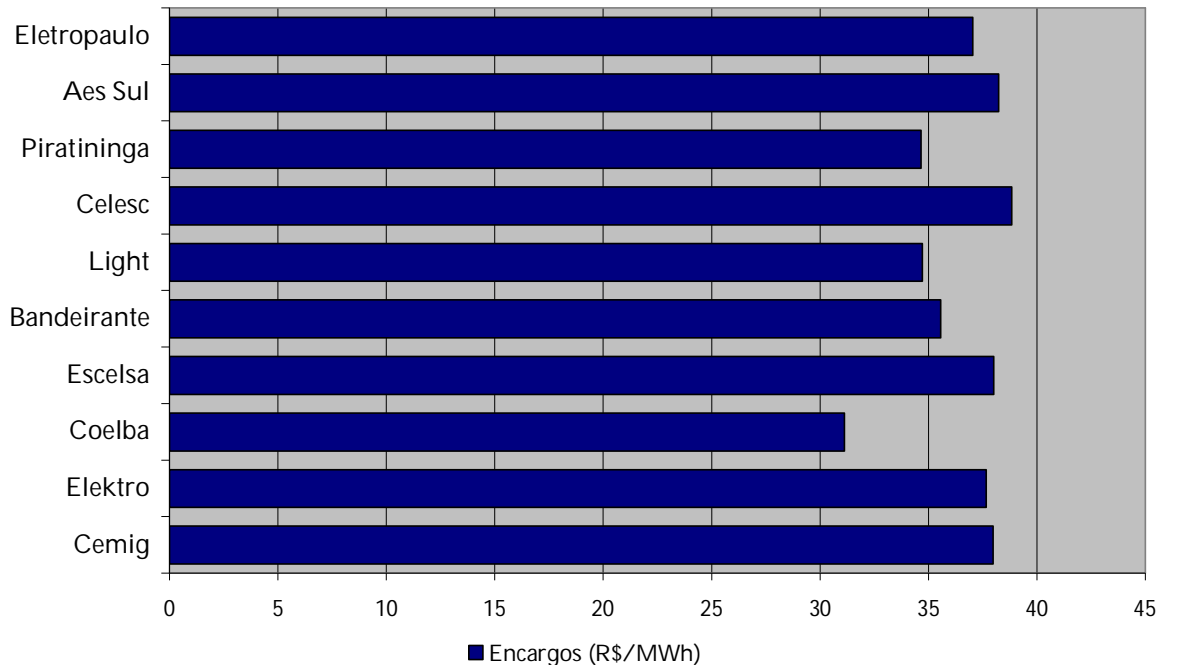
- i. As 3 empresas com as maiores tarifas - Cemig, Elektro e Coelba - são aquelas que tem áreas de concessão extensas, com zonas de muito baixa densidade de carga e acesso difícil, impactando os custos operacionais.
- ii. Além disso, no caso da Elektro, destaca-se a elevado valor da BRR (em % do Valor Histórico Imobilizado), em relação às demais.
- iii. De outro prisma, as menores tarifas ocorrem nas empresas com elevada densidade de carga e /ou menor proporção do mercado de Baixa Tensão em relação ao mercado total de fio (residencial suporta relativamente menor parcela dos custos das redes de Alta Tensão e Média Tensão).
- iv. A distribuidora Bandeirante que tem boa concentração de carga e relativamente poucas regiões complexas em acesso (Guarulhos é a exceção) surge impactada por ter sido das mais afetadas pela redução das quotas de Itaipu (tendo que comprar a reposição a preços elevados), como também impactada pelo custo do transporte, já que é atendida por Rede Básica e em grande parcela por DIT's (Demais Instalações de Transmissão).
- v. Escelsa ocupa posição intermediária (4ª. mais cara), impactada por perdas técnicas (regiões de baixa densidade de carga – rede extensa- e outras áreas com elevado carregamento), custos operacionais e subsídios.

Em seguida, segregou-se a componente de Encargos da Tarifa, apresentada no Gráfico 2 a seguir, que permite sublinhar alguns aspectos interessantes, tais como:

- i. A diferença relativa de Encargos Setoriais não é muito significativa entre as empresas, mas pode ultrapassar 20%, entre os extremos.
- ii. A Escelsa está entre aquelas que apresentam a maior parcela de encargos na tarifa (em valor absoluto, ou seja, expresso em R\$/MWh), junto com Eletropaulo, Cemig, Elektro e Celesc.

**Gráfico 2**

Encargos da Tarifa B1 Residencial: cobrados tanto como Selo potência; selo energia e alocação por custo marginal de capacidade.



F

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

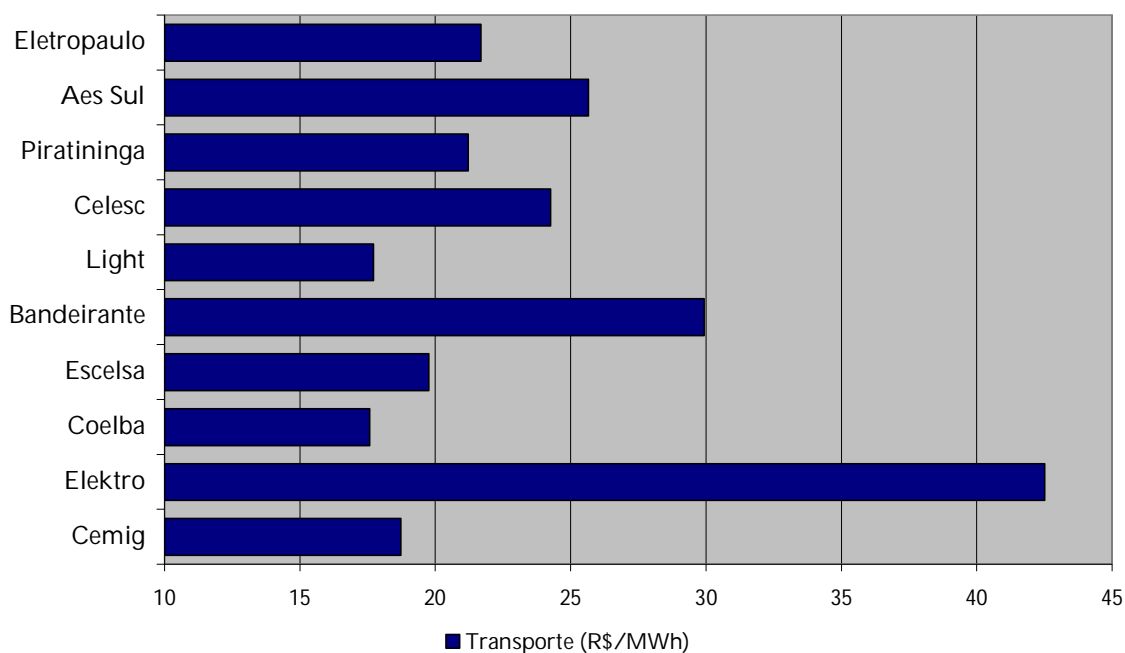
- iii. Empresas com maior proporção de mercado em baixa tensão tendem a ter maior participação da rubrica Encargos na formação da Tarifa B1 Residencial, posto que alguns desses encargos setoriais são proporcionais à Receita, que é tão maior quanto maior o mercado de Baixa Tensão.

No Gráfico 3 estão comparados os custos de transporte de energia alocados à tarifa B1 Residencial.

Da observação do Gráfico 3, denota-se que:

- i. Fica nítida a influência do custo das DIT's, que afeta as empresas de São Paulo, que utilizam acesso às redes de 138 kV da Transmissora (CTEEP) em vários pontos.

**Gráfico 3**  
 Custos de Transporte alocados à Tarifa B1 Residencial:  
 Selo em Potência e Selo em Energia.



Fon

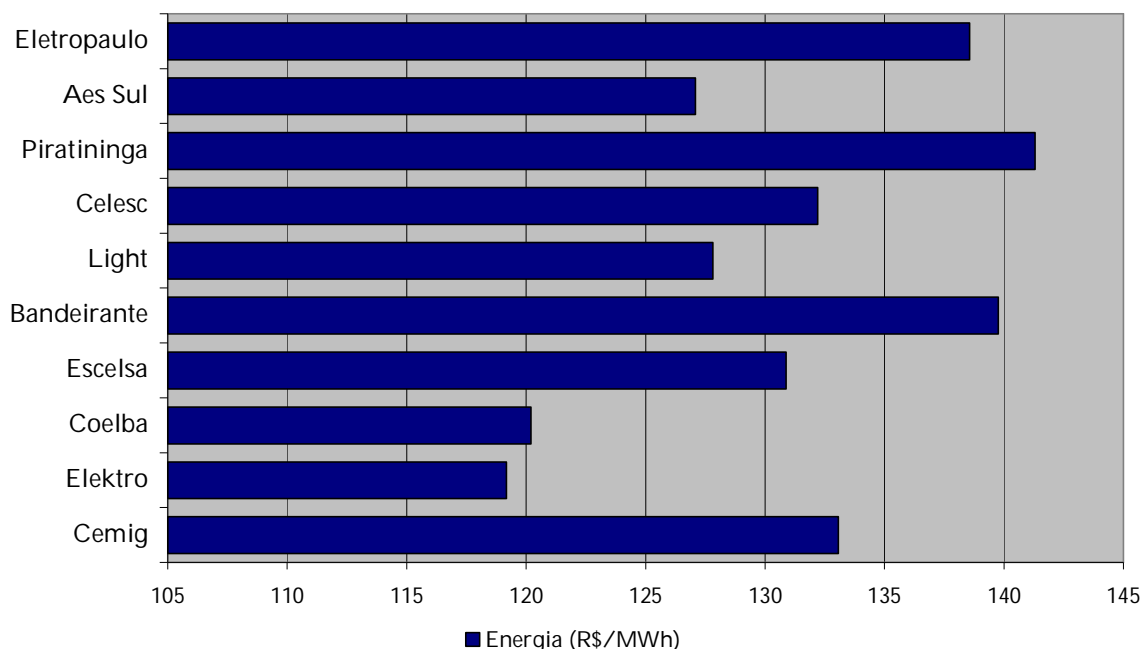
te: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

- ii. A Elektro e a Bandeirante são mais afetadas que a Eletropaulo e Piratininga, por exemplo, na medida em que possuem uma rede própria de 138 kV muito reduzida e, por conseguinte, acessam a Rede da CTEEP em muitos pontos.
- iii. A constatação remete à discussão da temática de renovação das concessões e se o momento que se aproxima não seria justamente a oportunidade de se incorporar as DIT's às Distribuidoras do Estado, eliminando inclusive um problema que por vezes recrudescer e que se resume na concatenação da expansão dessas redes, que são de interesse das Distribuidoras, mas, de outro lado, são de responsabilidade da Transmissora.

A comparação seguinte explora os custos de compra de energia alocados à Tarifa B1 Residencial, conforme apresentado no Gráfico 4.

**Gráfico 4**

Custos de Energia alocados à Tarifa B1 Residencial: Selo em Energia



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

Os principais aspectos a destacar nesse caso são:

- i. No caso do “mix” de compra de energia, fica evidenciada que as distribuidoras com maior valor médio de aquisição do suprimento são aquelas que tiveram redução das quotas-parte de Itaipu e que, por conseguinte, tiveram que adquirir a reposição do montante correspondente através de Leilões, em momento no qual o valor da energia adquirida se apresentava em patamar bastante superior ao da energia de Itaipu convertida em R\$ / MWh.
- ii. As empresas mais afetadas nesse aspecto são Bandeirante, Cemig e Eletropaulo. A Piratininga tem o maior “mix” dentre todas as empresas comparadas, devido ao fato de que sofreu redução de quotas de Itaipu e, ao mesmo tempo, tem contratos desfavoráveis de “self-dealing” celebrados antes da Lei 10.948 / 04. Também pesa no *mix* de energia da

Eletropaulo o contrato de “self-dealing” com a AES Tietê, empresa do mesmo grupo econômico.

- iii. A Elektro, nesse caso, teve aumento de quotas de Itaipu, ficando momentaneamente sobre contratada e podendo, na sequência adquirir muito menos energia através de Leilões de Expansão.
- iv. Cabe ressaltar, por fim, a situação de distribuidoras que ficaram “carregadas” em contratos de disponibilidade com UTE’s a óleo combustível, em Leilões A-3, as quais em situação de hidrologia adversa, com despacho dessas UTE’s na base, irão repassar o custo de combustível a seus consumidores cativos, com impacto severo sobre a tarifa. Essa possibilidade poderá causar volatilidade e elevação nas tarifas, o que é bastante indesejável.

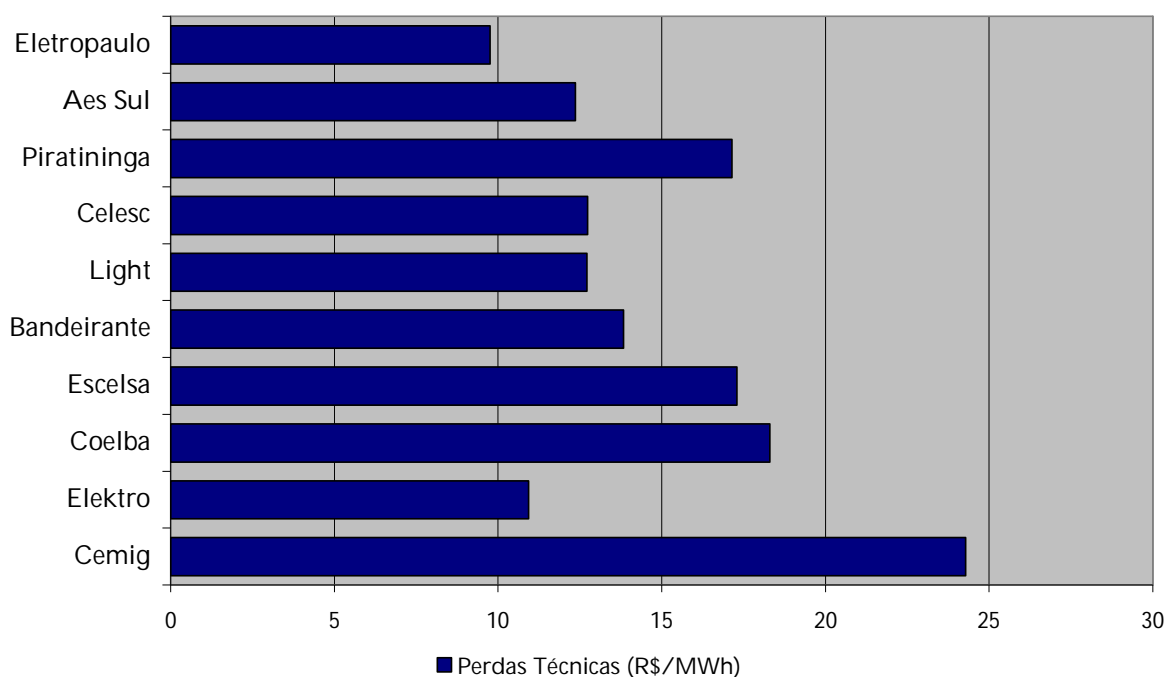
A próxima vertente de comparação se refere às Perdas que compõem as tarifas residenciais, sendo que as Perdas Técnicas, que decorrem da circulação de potência pela rede elétrica, estão alocadas conforme um critério de proporcionalidade aos Custos Marginais de Expansão que pode ser visualizado no Gráfico 5.

Pode-se observar que:

- i. As empresas com maior nível de perdas técnicas são justamente aquelas com áreas de concessão extensas territorialmente e com “bolsões” de reduzida densidade de carga.
- ii. Enquadram-se nesse diagnóstico claramente as empresas Cemig, com o maior impacto das perdas técnicas dentre todas as comparadas, Coelba e Escelsa.

### **Gráfico 5**

## Perdas Técnicas alocadas à Tarifa B1 Residencial: Custo Marginal de Capacidade.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

- iii. A Elektro evidencia que realizou investimentos apreciáveis na expansão de suas redes, posto que sua área de concessão e as características de seu mercado tem semelhança com o caso da Escelsa, por exemplo, mas o nível de participação das Perdas Técnicas é menor na Elektro.
- iv. Eletropaulo e Light evidenciam reduzido nível de perdas técnicas, função de alta concentração de sua carga e atendimento de proporção importante do mercado por redes subterrâneas, que usualmente são projetadas para nível de menor carregamento, por imposição da dificuldade maior em dissipar o calor gerado com perdas Joule.



- v. A Piratininga apresenta um caso interessante, pois não tem área de concessão tão extensa e com baixa densidade de carga, mas comparada com a Bandeirante tem participação muito maior das perdas técnicas na tarifa residencial. Aparentemente isso se explica pelo fato da Piratininga apresentar participação muito reduzida da BT em relação ao mercado total de fio e, sendo as perdas técnicas rateadas em proporção dos custos marginais de capacidade, o consumidor de BT acaba sendo contemplado com parcela das perdas provocadas pelo consumidor de MT e AT, nas respectivas redes.

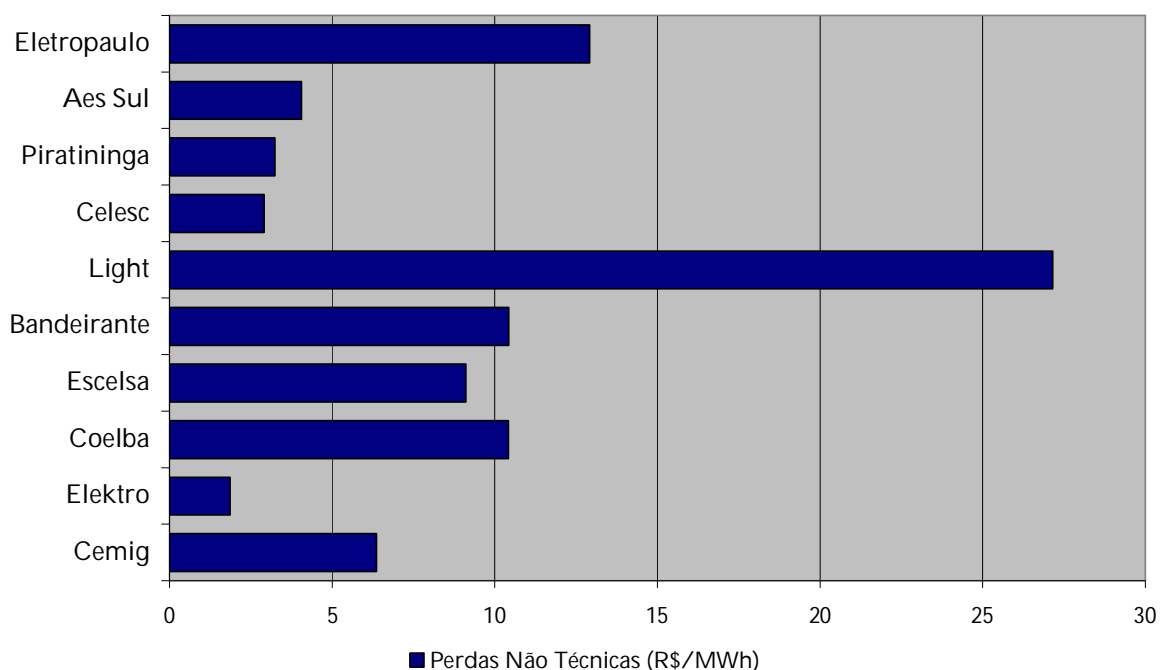
Por sua vez, as Perdas Não Técnicas, que decorrem de ligações clandestinas, adulteração de medidores, erros de medição e problemas de faturamento (erro ou ausência de conta; etc), são alocadas proporcionalmente às receitas provenientes das diferentes classes de Consumidores, conforme ilustrado no Gráfico 6.

Desde Gráfico pode-se desprender as seguintes evidências:

- i. As perdas não técnicas afetam diretamente os consumidores residenciais das distribuidoras que tem área de concessão com características de alta complexidade social.
- ii. Este é o caso da Light, que tem participação dessa rubrica quase cinco vezes superior à média das cinco empresas da amostra com menor participação desse item.
- iii. A Eletropaulo, embora em patamar muito inferior ao da Light, apresenta importante contribuição das Perdas Não Técnicas na tarifa B1 Residencial. A Escelsa se classifica em posição intermediária, a despeito de ter áreas complexas socialmente em sua área de concessão.

**Gráfico 6**

Perdas Não Técnicas alocadas à Tarifa B1 Residencial Proporcional à Receita



F

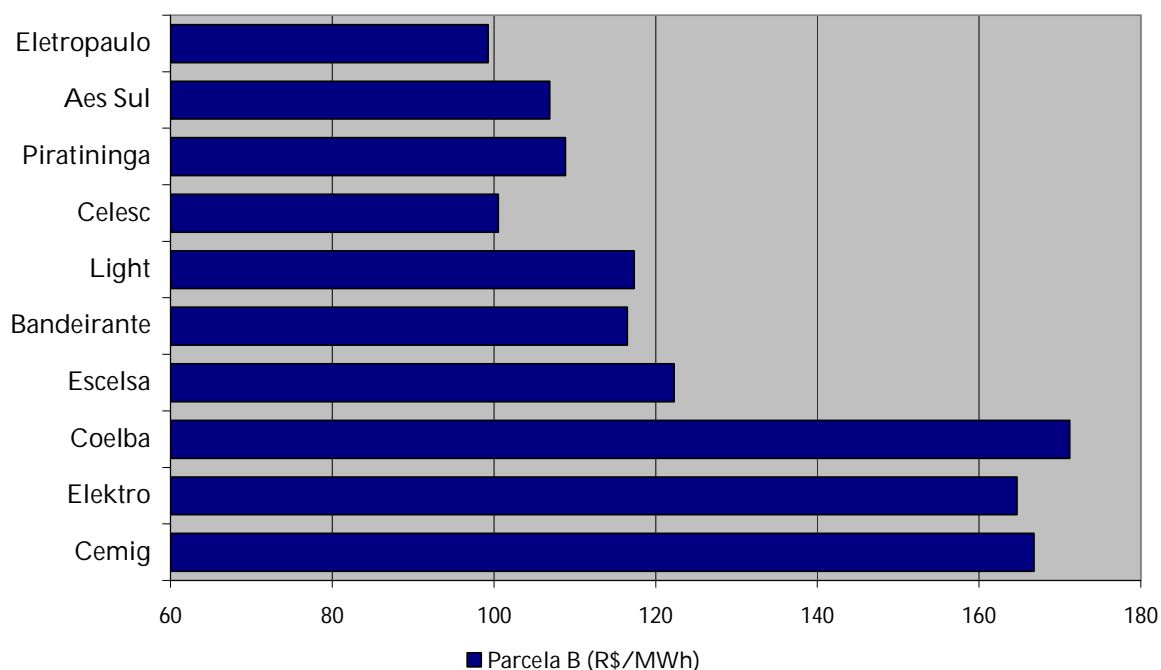
Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

- iv. A Bandeirante apresenta contribuição dessa rubrica muito inferior à da Piratininga, que conformava, com a Bandeirante atual, a área de concessão da Bandeirante original. Isso se deve a que, no processo de cisão da concessão da empresa original, à Bandeirante atual restou com Guarulhos, na Grande São Paulo, que apresenta elevada complexidade social.

A próxima vertente de comparação escolhida foi a Parcela "B" (Custos Gerenciáveis) componente da Tarifa B1 Residencial, que engloba as rubricas de Custos Operacionais, Remuneração de Capital e Quotas de Reintegração (Depreciação). O Gráfico 7 ilustra os resultados coletados na análise dos dados disponíveis.

**Gráfico 7**

Parcela "B" componente da Tarifa B1 Residencial



F

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

Pode-se observar que:

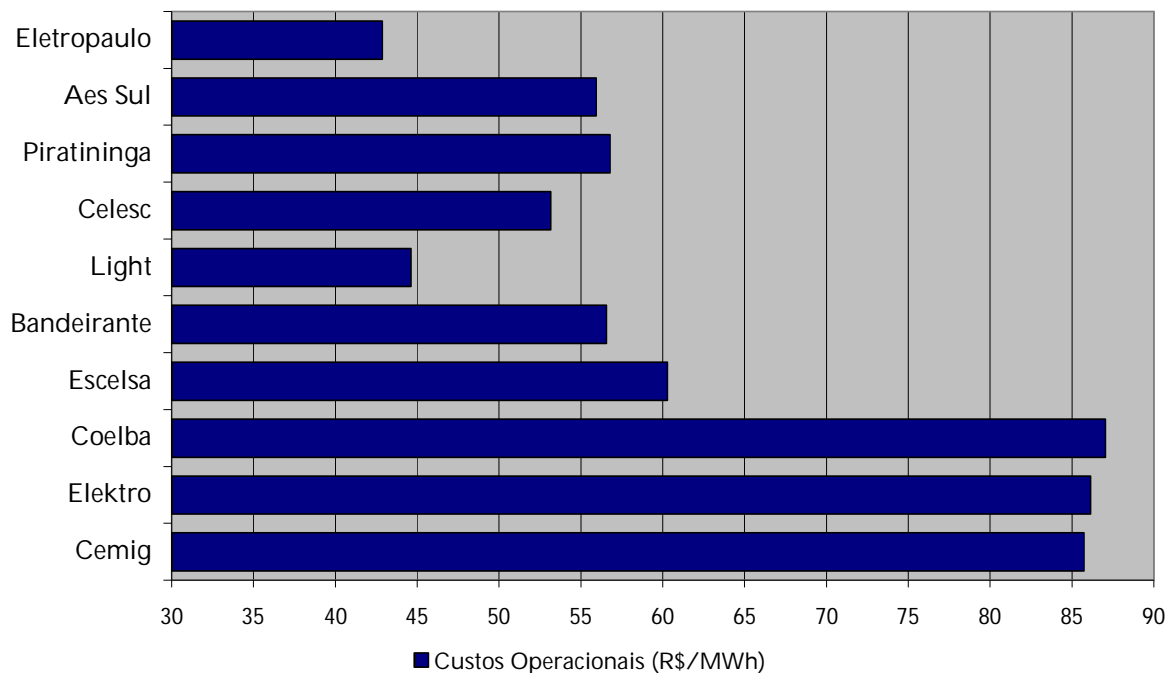
- i. As empresas com maior participação da Parcela "B" na tarifa são nitidamente aquelas que têm grande proporção de seu mercado alocado nas redes de BT, com elevado investimento em redes secundárias de distribuição e investimento importante no Programa Luz para Todos. É o caso da Cemig (com áreas como o Vale do Jequitinhonha), da Coelba e da Elektro (com áreas como o Vale do Ribeira).
- ii. No caso da Elektro, fica patente ainda o fato de que na definição da Base de Remuneração Blindada o Regulador contemplou a empresa com um dos maiores percentuais de BRR / Ativo a valor histórico corrigido, com impacto direto sobre a remuneração de capital e quotas de reintegração.

- iii. A Escelsa tem participação importante da Parcela "B" na tarifa devido, principalmente, aos custos operacionais que são impactados por características próprias de sua área de concessão: extensão territorialmente, regiões de reduzida densidade de carga e com acesso relativamente difícil.
- iv. É de notar que empresas como a Light, por exemplo, que tem extensas áreas de atendimento por rede subterrânea, de custo intrinsecamente elevado e impactando na remuneração de capital, se beneficiam de custos operacionais bastante reduzidos, mercê da grande concentração de sua área de concessão.

Buscando-se agora identificar a participação de cada componente da Parcela "B" na tarifa Residencial B1, apresenta-se no Gráfico 8 que destaca o componente do Custo Operacional.

**Gráfico 8**

Componente de Custos Operacionais da Parcela "B" alocada à Tarifa B1 Residencial, proporcional aos Custos Marginais de Capacidade.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

Podem-se sublinhar os seguintes aspectos principais:

- i. No quesito Custos Operacionais, as empresas que apresentam maior impacto tarifário são justamente aquelas que têm área de concessão extensa, com “bolsões” de reduzida concentração de mercado, como é caso das quatro empresas que tem maior participação desse item na tarifa residencial: Coelba, Elektro, Cemig e em menor grau a Escelsa.
- ii. De outro lado, as empresas com os menores custos operacionais são aquelas de alta densidade de carga, nitidamente o caso da Eletropaulo e da Light.
- iii. A Escelsa, considerando as características de sua área de concessão até que está bem classificada, refletindo o esforço que tem sido realizado para otimizar os custos de O&M da empresa e o atendimento comercial.
- iv. A Coelba, com o maior Custo Operacional da amostra, encontra justificativa na extensão de sua área de concessão, baixa densidade de carga em média e, principalmente, extensão do Programa Luz para Todos.

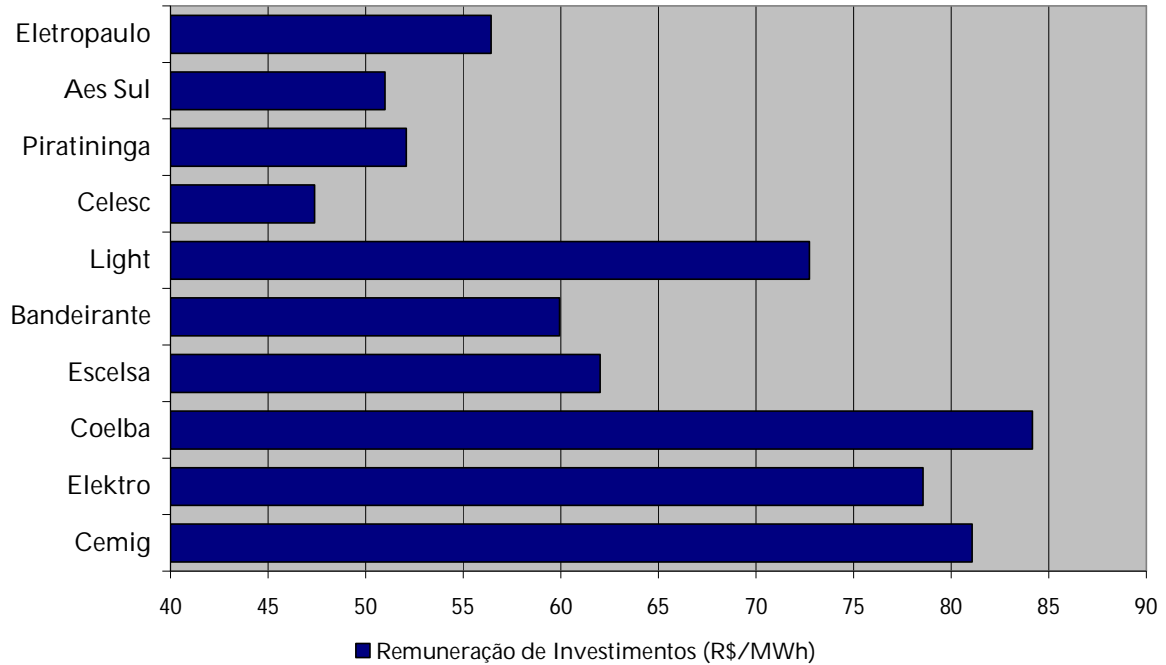
Em seguida, comparou-se a participação do item de Remuneração de Capital na Tarifa B1 Residencial, obtendo-se os resultados estampados no Gráfico 9.

Relativamente a essa rubrica de custo, estão ressaltados os seguintes aspectos de interesse:

- i. A rubrica de Remuneração de Capital impacta muito fortemente as empresas com elevada concentração de mercado em BT, implicando em elevado investimento na implantação e expansão de redes secundárias. É o caso da: Coelba, Cemig, Elektro e Light.
- ii. No caso da Elektro, destaca-se ainda o fato, antes realçado, de ter sido contemplada com uma BRR que representa um dos mais elevados percentuais entre o valor regulatório dos investimentos e o Ativo a valor histórico corrigido.

**Gráfico 9**

Componente de Remuneração de Capital da Parcela "B" alocada à Tarifa B1 Residencial, proporcional aos Custos Marginais de Capacidade.



F

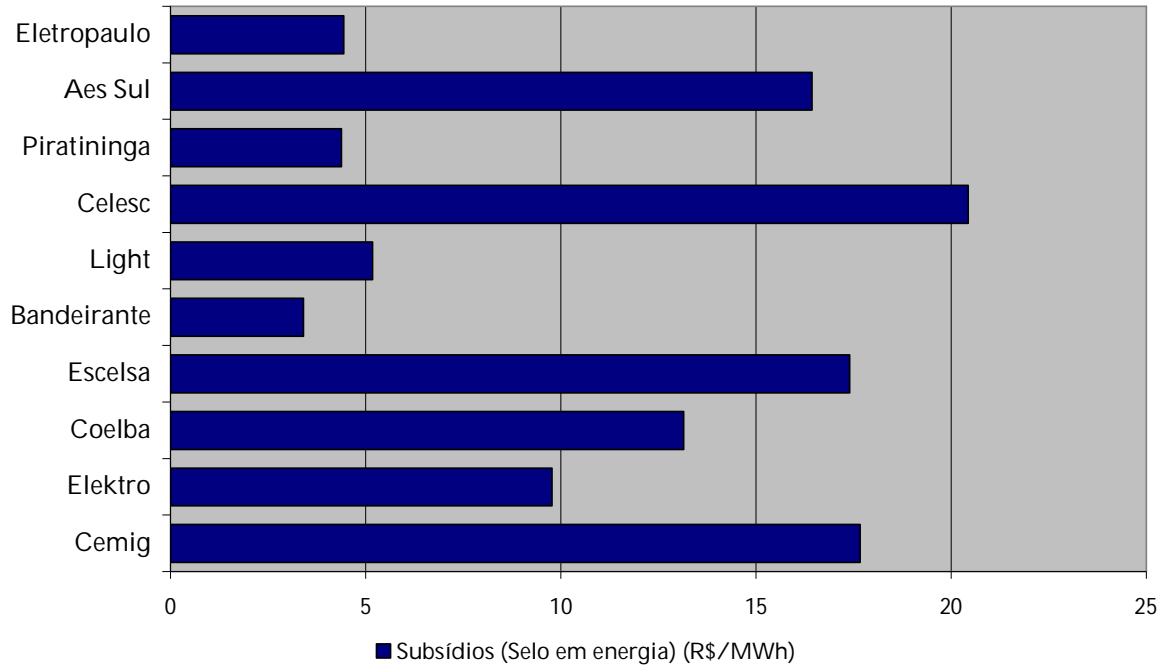
Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

- iii. As empresas com menor participação da Remuneração de Capital na tarifa BT são AES Sul, Celesc e Piratininga, que não tem elevada concentração de seu mercado em BT e tem razoável concentração de carga em toda área de concessão.

Finalmente, buscou-se comparar a influência dos subsídios alocados à tarifa B1 Residencial, tendo-se obtido os resultados sintetizados no Gráfico 10.

### Gráfico 10

Componente de Subsídios alocada à Tarifa B1 Residencial,  
supondo alocação por Selo em Energia.



F

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

Pode-se observar que a influência dos subsídios na formação das tarifas é marcante no caso de algumas empresas, com relevância reduzida em outras. Em resumo, cumpre sublinhar que:

- i. Os principais subsídios que impactam a tarifa são desconto de encargos setoriais (CCC e CDE, principalmente) aos Autoprodutores; Cooperativas; desconto a Consumidores Baixa Renda e desconto na TUSD concedido a Fontes Incentivadas e Consumidores Especiais.
- ii. Os subsídios às Cooperativas impactam fortemente a tarifa da AES Sul e da Celesc.

- iii. A isenção de encargos aos Auto Produtores impacta fortemente a Escelsa, em relação a todas as outras empresas da amostra, implicando valor de mais de R\$ 10 / MWh, três vezes superior ao impacto na Cemig, segunda colocada entre os maiores valores nessa rubrica .
- iv. Empresas como, por exemplo, a Elektro, são bastante afetadas pela participação relativa da rubrica “Desconto no Fio”, concedida a Fontes Incentivadas e Consumidores Especiais. Nesse sentido, o maior impacto em subsídio às Fontes Incentivadas e Consumidores Especiais ocorre na Eletropaulo, Elektro, Escelsa e Celesc.
- v. Finalmente, o maior impacto do desconto a Consumidores Baixa Renda, no conjunto de empresas da amostra, incide claramente na Coelba (quase R\$ 9,00 / MWh), seguindo-se Elektro e Cemig em patamar próximo a R\$ 7,00 / MWh de impacto tarifário em BT.

Todas essas comparações podem ser visualizadas em um único Gráfico, conforme segue.

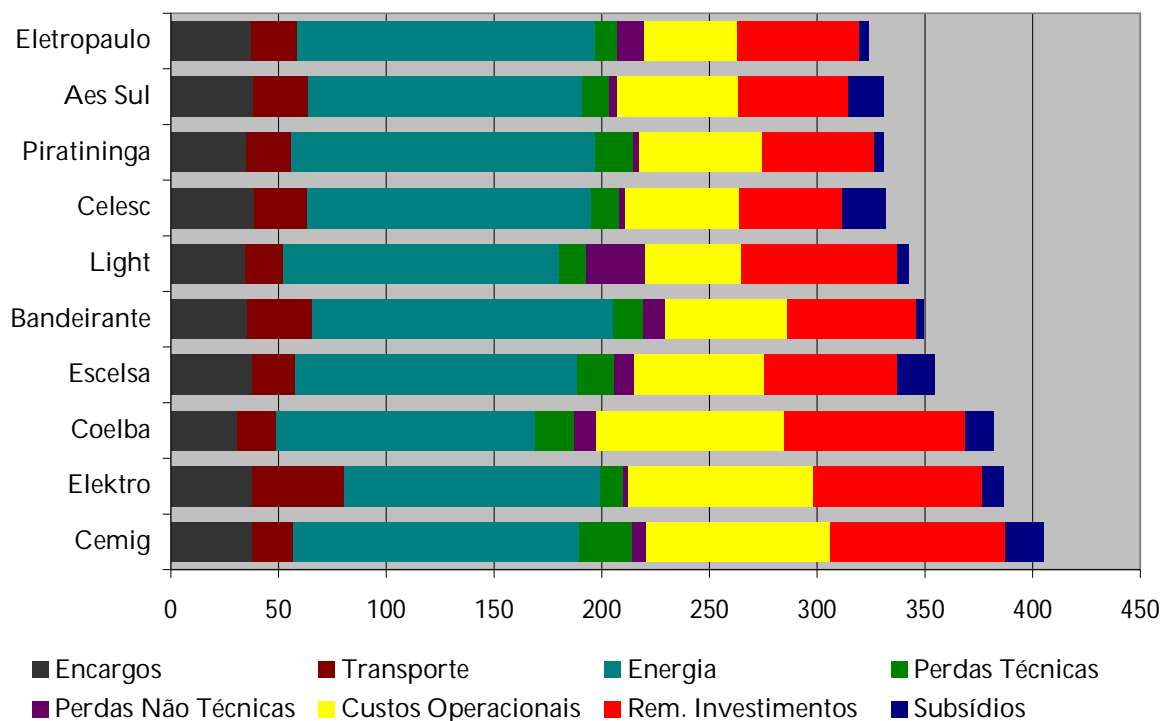
No Anexo 1 são apresentadas as Tabelas 1, 2 e 3 em que constam os valores em real constante da participação das diversas rubricas de custo componentes da Tarifa B1 Residencial.

Para finalizar a análise comparativa, considerou-se de interesse incluir uma avaliação da formação da Tarifa Média dos Consumidores Cativos, para as empresas do mesmo conjunto no qual se empreendeu a comparação para a Tarifa B1 Residencial.



**Gráfico 11**

Componentes da Tarifa B1 Residencial.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

Nesse caso, não se possui os dados finais provenientes do site da ANEEL, pelo que se adotou critérios de alocação de custos para formação das Tarifas Médias, que são sintetizados em:

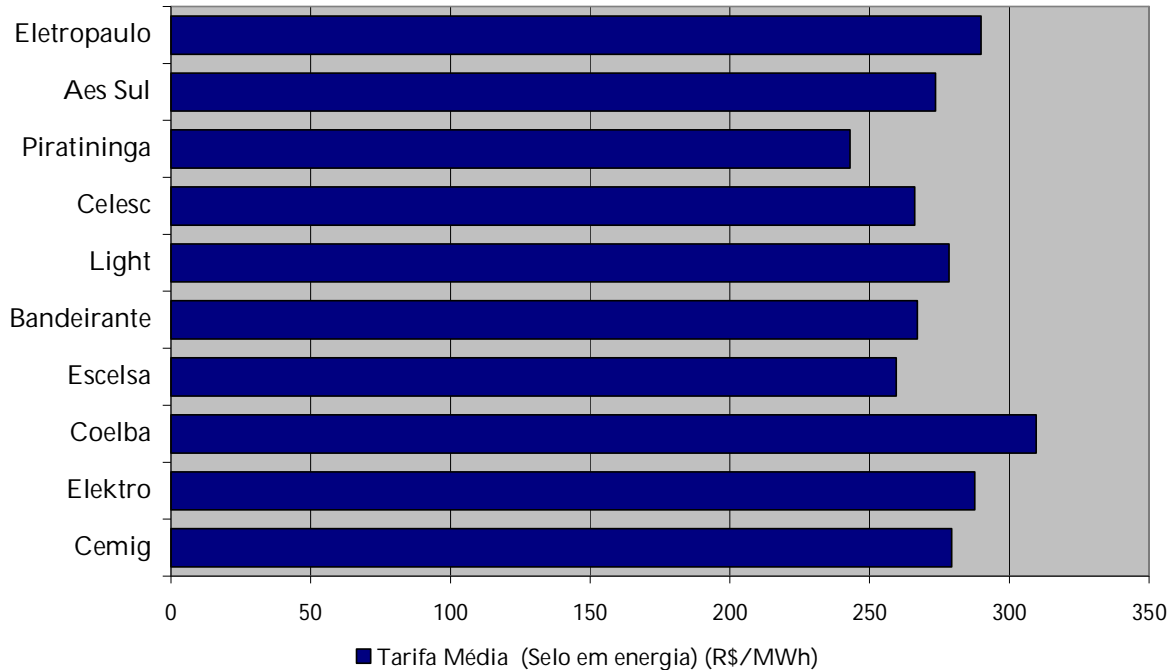
Critério de alocação de Custos para compor a tarifa média:

- Parcela B, Encargos e Transmissão distribuídas entre todos os consumidores de acordo com o mercado de energia;
- Energia alocada somente a consumidores cativos.

O Gráfico 12 ilustra os resultados obtidos na comparação.

**Gráfico 12**

Tarifas Médias dos Consumidores Cativos.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

De início pode-se destacar que:

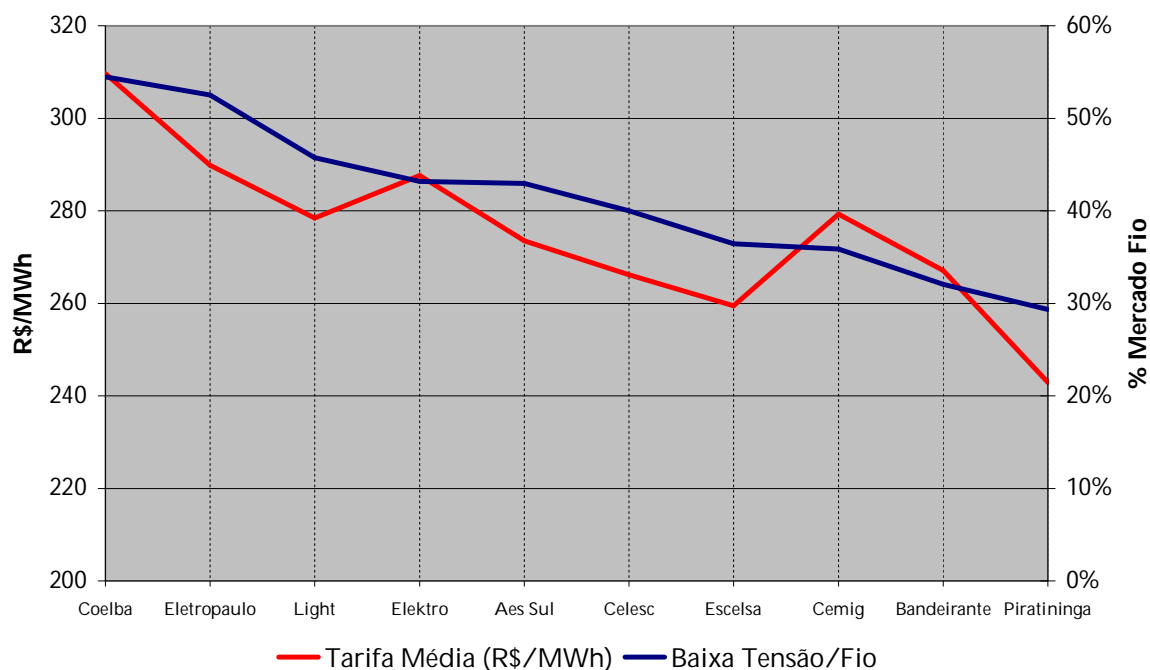
- i. O ranking da tarifa média é bastante diferente do ranking da tarifa residencial B1.
- ii. O principal fator determinante da tarifa média se localiza na parcela da Baixa Tensão no Mercado total, destacando-se que quanto maior a rede de baixa tensão, maior é a tarifa média do consumidor cativo.
- iii. A maior tarifa média para Consumidor Cativo, da amostra analisada, é da Coelba, que tem a maior proporção de seu mercado cativo alocado em Baixa Tensão, requisitando grandes extensões de redes secundárias.
- iv. Em termos de tarifa média do mercado cativo, a Escelsa é uma das três menores, posto que tem grande parcela de seu mercado cativo atendido em média e alta tensão, reduzindo os custos de rede para fornecimento.

- v. A menor tarifa média do mercado cativo é da Piratininga, que é justamente a empresa da amostra que apresenta menor percentual de mercado atendido em Baixa Tensão.
- vi. Ressalte-se que a Eletropaulo e Light, a despeito de apresentarem áreas de concessão com características muito favoráveis (altíssima densidade de carga), apresentam tarifa média elevada, em decorrência da grande extensão de rede de baixa tensão em suas áreas de concessão, em grande parte subterrânea, com custos muito elevados.

Para corroborar as hipóteses de influência da rede de baixa tensão na formação da tarifa média do Consumidor Cativo, apresenta-se na Gráfico 13 as curvas da Tarifa Média do Consumidor Cativo e da participação do Mercado de Baixa Tensão no Mercado Total de Fio das Concessionárias.

**Gráfico 13**

Tarifas Médias dos Consumidores Cativos x Participação do Mercado BT no Mercado de Fio por Concessionária.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Aneel

## **Conclusões**

Esse estudo buscou caracterizar a formação da tarifa de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, com ênfase na tarifa de fornecimento em baixa tensão (BT). Foram evidenciadas as principais componentes da tarifa e discutidos os principais fatores que influem em sua valorização econômica.

Na sequência, empreendeu-se uma análise comparativa para cada um dos principais componentes antes caracterizados, englobando um conjunto de 10 empresas distribuidoras, dentre as mais importantes do País e situadas em distintas regiões geográficas.

Verificou-se que os preços para o consumidor final da energia variam consideravelmente de distribuidora para distribuidora, muito embora a metodologia para fixação de tarifas utilizada pela Aneel seja a mesma para todas as distribuidoras. A principal razão decorre do fato de que os custos do serviço de distribuição de energia são distintos entre as diferentes distribuidoras.

Este fato advém de diversas razões bastante distintas, como por exemplo:

- i. Algumas distribuidoras têm um *mix* de compra de energia mais barato do que outras;
- ii. Há áreas de concessão que, devido à grande extensão e à baixa densidade demográfica necessitam de maiores investimentos para atender a cada consumidor;
- iii. O volume de subsídios incluídos na tarifa (subsídio para baixa renda, para fontes incentivadas, para cooperativas) tem importância variada de distribuidora para distribuidora;

- iv. Há redes cujo processo de manutenção é mais complexo do que em outras, fazendo com que os custos operacionais sejam distintos; e, finalmente;
- v. Os impostos estaduais e municipais incidentes sobre as tarifas também oscilam muito.

A análise comparativa efetuada permitiu concluir que a despeito de eventual situação de uma eficiência de gestão e eficiência operacional abaixo da média de forma significativa, a variação da tarifa aplicada ao consumidor final varia em decorrência dos fatores condicionantes da tarifa, que por sua vez diferem de uma empresa à outra principalmente devido às discrepâncias verificadas nas características de sua área de concessão.

O Regulador tem atuado fortemente em prol da modicidade tarifária em prol do consumidor final, capturando ganhos de produtividade ocorridos na prestação do serviço e alocando parcela significativa em benefício do consumidor. A sinalização passada quando se analisa o regramento proposto para ser aplicado no 3º Ciclo de Revisões Tarifárias é de que essa captura tende a ser ainda maior, promovendo com este novo processo forte estímulo para que as empresas busquem maximizar sua produtividade e eficiência, posto que o repasse de custos para cobertura tarifária deverá ser balizado essencialmente por metodologia de "benchmarking", forçando a competição entre as empresas pela prestação dos melhores serviços com modicidade tarifária.

## ANEXO 1 : Componentes da Tarifa B1 Residencial.

Tabela 1: Tarifa Econômica, incluindo subsídios, reajustada pelo IGPM para outubro de 2011.

<b>Tarifa B1 Res Aberta</b>	<b>Eletro-paulo</b>	<b>Elektro</b>	<b>Escelsa</b>	<b>Bandeirante</b>	<b>Piratinga</b>	<b>Cemig</b>	<b>Light</b>	<b>Celesc</b>	<b>Aes Sul</b>	<b>Coelba</b>
<b>Tarifa B1 Residencial</b>	323,70	386,60	354,76	349,42	330,80	404,87	342,62	331,91	330,82	381,95
<b>Parcela A</b>	197,30	199,34	188,65	205,26	197,18	189,77	180,24	195,29	191,05	168,89
Encargos Setoriais	37,04	37,65	38,00	35,57	34,66	37,98	34,72	38,84	38,24	31,13
Custo com o transporte de energia	21,69	42,50	19,76	29,93	21,21	18,72	17,71	24,26	25,65	17,57
Energia	138,57	119,18	130,88	139,76	141,31	133,06	127,81	132,20	127,16	120,19
<b>Perdas</b>	22,66	12,79	26,40	24,26	20,39	30,64	39,86	15,64	16,42	28,72
Perdas Técnicas na Distribuição	9,75	10,93	17,29	13,83	17,14	24,28	12,72	12,74	12,36	18,30
Perdas Não-Técnicas	12,91	1,86	9,11	10,43	3,24	6,36	27,15	2,91	4,06	10,42
<b>Parcela B</b>	99,30	164,70	122,31	116,49	108,86	166,79	117,35	100,54	106,91	171,20
<b>Custos Operacionais</b>	42,87	86,14	60,29	56,56	56,77	85,72	44,61	53,15	55,93	87,04
<b>Remuneração dos investimentos</b>	56,43	78,56	62,02	59,93	52,08	81,07	72,74	47,38	50,98	84,16
Quota de reintegração regulatória	22,74	31,83	21,82	22,13	17,93	36,00	23,83	17,30	19,99	30,40
Remuneração bruta de capital	33,68	46,73	40,20	37,79	34,16	45,06	48,91	30,09	31,00	53,76
<b>Componentes Financeiros</b>	4,44	9,78	17,40	3,41	4,38	17,67	5,17	20,44	16,44	13,14
<b>CVA</b>										
<b>Subsídios</b>	4,44	9,78	17,40	3,41	4,38	17,67	5,17	20,44	16,44	13,14
<b>Outros</b>										

Tabela 2: Tarifa Financeira, reajustada pelo IGPM para outubro de 2011.

<b>Tarifa B1 Res Aberta</b>	<b>Eletro-paulo</b>	<b>Elektro</b>	<b>Escelsa</b>	<b>Bandeirante</b>	<b>Piratinga</b>	<b>Cemig</b>	<b>Light</b>	<b>Celesc</b>	<b>Aes Sul</b>	<b>Coelba</b>
<b>Tarifa B1 Residencial</b>	326,07	395,39	344,79	347,48	330,96	395,60	332,80	329,63	317,44	386,19
<b>Parcela A</b>	197,30	199,34	188,65	205,26	197,18	189,77	180,24	195,29	191,05	168,89
Encargos Setoriais	37,04	37,65	38,00	35,57	34,66	37,98	34,72	38,84	38,24	31,13
Custo com o transporte de energia	21,69	42,50	19,76	29,93	21,21	18,72	17,71	24,26	25,65	17,57
Energia	138,57	119,18	130,88	139,76	141,31	133,06	127,81	132,20	127,16	120,19
<b>Perdas</b>	22,66	12,79	26,40	24,26	20,39	30,64	39,86	15,64	16,42	28,72
Perdas Técnicas na Distribuição	9,75	10,93	17,29	13,83	17,14	24,28	12,72	12,74	12,36	18,30
Perdas Não-Técnicas	12,91	1,86	9,11	10,43	3,24	6,36	27,15	2,91	4,06	10,42
<b>Parcela B</b>	99,30	164,70	122,31	116,49	108,86	166,79	117,35	100,54	106,91	171,20
<b>Custos Operacionais</b>	42,87	86,14	60,29	56,56	56,77	85,72	44,61	53,15	55,93	87,04
<b>Remuneração dos investimentos</b>	56,43	78,56	62,02	59,93	52,08	81,07	72,74	47,38	50,98	84,16
Quota de reintegração regulatória	22,74	31,83	21,82	22,13	17,93	36,00	23,83	17,30	19,99	30,40
Remuneração bruta de capital	33,68	46,73	40,20	37,79	34,16	45,06	48,91	30,09	31,00	53,76
<b>Componentes Financeiros</b>	6,81	18,56	7,43	1,47	4,53	8,40	-4,65	18,16	3,06	17,38
<b>CVA</b>	1,46	7,48	-4,01	0,88	-0,73	-7,31	0,86	-0,23	-5,74	0,04
<b>Subsídios</b>	4,44	9,78	17,40	3,41	4,38	17,67	5,17	20,44	16,44	13,14
<b>Outros</b>	0,92	1,31	-5,97	-2,82	0,89	-1,96	-10,69	-2,05	-7,64	4,20

Tabela 3: Tarifa Econômica, mostrando abertura dos subsídios. Reajuste pelo IGPM para outubro de 2011.

<b>Tarifa B1 Res Aberta</b>	<b>Eletro-paulo</b>	<b>Elektro</b>	<b>Escelsa</b>	<b>Bandeirante</b>	<b>Pirati-ninga</b>	<b>Cemig</b>	<b>Light</b>	<b>Celesc</b>	<b>Aes Sul</b>	<b>Coelba</b>
<b>Tarifa B1 Residencial</b>	323,70	386,60	354,76	349,42	330,80	404,87	342,62	331,91	330,82	381,95
<b>Parcela A</b>	197,30	199,34	188,65	205,26	197,18	189,77	180,24	195,29	191,05	168,89
Encargos Setoriais	37,04	37,65	38,00	35,57	34,66	37,98	34,72	38,84	38,24	31,13
Custo com o transporte de energia	21,69	42,50	19,76	29,93	21,21	18,72	17,71	24,26	25,65	17,57
Energia	138,57	119,18	130,88	139,76	141,31	133,06	127,81	132,20	127,16	120,19
<b>Perdas</b>	22,66	12,79	26,40	24,26	20,39	30,64	39,86	15,64	16,42	28,72
Perdas Técnicas na Distribuição	9,75	10,93	17,29	13,83	17,14	24,28	12,72	12,74	12,36	18,30
Perdas Não-Técnicas	12,91	1,86	9,11	10,43	3,24	6,36	27,15	2,91	4,06	10,42
<b>Parcela B</b>	99,30	164,70	122,31	116,49	108,86	166,79	117,35	100,54	106,91	171,20
<b>Custos Operacionais</b>	42,87	86,14	60,29	56,56	56,77	85,72	44,61	53,15	55,93	87,04
<b>Remuneração dos investimentos</b>	56,43	78,56	62,02	59,93	52,08	81,07	72,74	47,38	50,98	84,16
<b>Componentes Financeiros</b>	4,44	9,78	17,40	3,41	4,38	17,67	5,17	20,44	16,44	13,14
<b>CVA</b>										
<b>Subsídios</b>	4,44	9,78	17,40	3,41	4,38	17,67	5,17	20,44	16,44	13,14
Irrigação e Aquicultura.-Res.207/2006		0,09	0,99	0,00	-0,00	1,91		0,02	2,04	1,95
Cons. Livre Fonte Incentivada. Res077/2004	2,48	1,72	2,42		1,70	4,89	2,48	3,79	0,78	0,79
Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	0,05	0,39	0,54	1,59	0,00	0,39		0,19	0,05	0,39
Auto produtores-Res.166/2005	0,08	0,25	10,14	0,12		3,68	0,38			1,19
Baixa Renda	1,71	6,40	2,58	1,27	1,11	6,91	2,29	1,43	1,61	8,82
Cooperativas	0,11	0,92		0,43	1,56			11,94	11,13	
TUSD-fio B - suprida - Res. 243/2006			0,74			-0,12	0,02	3,07	0,82	
<b>Outros</b>										