

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA



MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

**O IMPACTO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA  
NO CONSUMO RESIDENCIAL**

**Renata Ramos Ballesté**

No. Matrícula 1212102

**Orientadora: Amanda Motta Schutze**

Rio de Janeiro, dezembro de 2016.

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA



MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

**O IMPACTO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA  
NO CONSUMO RESIDENCIAL**

**Renata Ramos Ballesté**

No. Matrícula 1212102

**Orientadora: Amanda Motta Schutze**

Rio de Janeiro, dezembro de 2016.

"Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor".

---

Renata Ramos Ballesté

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Fernando e Adriana, agradeço por toda a dedicação e amor. Todos os ensinamentos que me fizeram ser quem eu sou. O apoio essencial do meu pai, nas tardes e noites de discussão sobre esse estudo. A minha mãe pelo apoio incondicional ao longo de toda a minha trajetória.

Ao meu irmão Filipe, por ser meu porto seguro. A minha irmã Ana Luiza, por sempre me fazer seguir em frente e ser fundamental para mim. Ao meu namorado, André, por sempre acreditar em mim e me fazer sonhar.

Agradeço em especial a minha orientadora Amanda, por todos os encontros ao longo deste ano, pela disponibilidade, paciência e atenção durante toda a elaboração deste trabalho. Sem ela este estudo não seria possível.

As minhas amigas Beatriz, Julia, Letícia, Maria Eduarda, Maria Vitória e Paula gostaria de agradecer pelo apoio ao longo de toda a faculdade. Por fim, agradeço aos meus queridos Manuel Camillo e Julia Rodrigues.

Obrigada.

## Sumário

<b>1. Introdução</b> .....	7
<b>2. O Setor Elétrico Brasileiro</b> .....	9
<b>2.1. O Novo Modelo</b> .....	10
<b>2.2. Agentes</b> .....	11
<b>3. MP 579</b> .....	14
<b>4. Cenário Hidrológico</b> .....	17
<b>5. Decretos e Medidas de Auxílio ao Setor</b> .....	20
<b>6. Bandeiras Tarifárias</b> .....	24
<b>7. Dados</b> .....	27
<b>8. Metodologia</b> .....	32
<b>8.1. Ciclo de Revisão Tarifária Periódica e Reajuste Anual</b> .....	32
<b>8.2. Tarifa de Energia</b> .....	35
<b>8.3. Regressão</b> .....	36
<b>9. Resultados</b> .....	37
<b>9.1. Resultados Base</b> .....	37
<b>9.2. Testes de Robustez</b> .....	40
<b>10. Conclusão</b> .....	42
<b>11. Bibliografia</b> .....	43
<b>12. Anexo</b> .....	45

## Lista de Figuras

FIGURA 1 - DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSE DE CONSUMO EM 2015 .....	8
FIGURA 2 - ORGANOGRAMA DOS AGENTES DO SETOR .....	11
FIGURA 3 - HISTÓRICO DO NÍVEL DOS RESERVATÓRIOS NO SIN POR REGIÃO (EM % DA CAPACIDADE MÁXIMA) .....	17
FIGURA 4 – MÉDIA MENSAL DOS RESERVATÓRIOS DA REGIÃO SUDESTE .....	18
FIGURA 5 - EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA TÉRMICA EM GWH.....	18
FIGURA 6 - EVOLUÇÃO DO PLD .....	19
FIGURA 7 - HISTÓRICO DE ALTERAÇÕES NOS VALORES DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS.....	24
FIGURA 8 - DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA RESIDENCIAL POR REGIÃO 2015.....	28
FIGURA 9 - NÚMERO DE CONSUMIDORES RESIDENCIAL B1 E TOTAL.....	29
FIGURA 10 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO POR UNIDADE CONSUMIDORA .....	29
FIGURA 11 - EVOLUÇÃO DOS COMPONENTES DA TARIFA (TUSD E TE).....	30
FIGURA 12 - RELAÇÃO ENTRE TARIFA MÉDIA E CONSUMO MÉDIO DE ENERGIA .....	31
FIGURA 13 - COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA .....	33
FIGURA 14 - CICLOS DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA.....	34

## Lista de Tabelas

TABELA 1 - REPASSES DA CONTA-ACR EM 2014.....	21
TABELA 2 - VARIAÇÃO NAS TARIFAS DE ENERGIA DO CONSUMIDOR RESIDENCIAL NAS REVISÕES EXTRAORDINÁRIAS DE 2013 E 2015.....	23
TABELA 3 – HISTÓRICO DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS VIGENTES EM 2015.....	25
TABELA 4 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS.....	27
TABELA 5 - MÉDIA DE CONSUMO E NÚMERO DE CONSUMIDORES POR REGIÃO.....	28
TABELA 6 – REGRESSÃO PRIMEIRO ESTÁGIO: EFEITO DOS INSTRUMENTOS (CRTP, RA E TE) NA TARIFA TOTAL DE FORNECIMENTO.....	38
TABELA 7 – REGRESSÃO SEGUNDO ESTÁGIO: EFEITO DA TARIFA TOTAL DE FORNECIMENTO SOBRE O CONSUMO RESIDENCIAL.....	39
TABELA 8 - TESTES DE ROBUSTEZ.....	40
TABELA 9 - TESTE DE ROBUSTEZ COM A TARIFA DEFLACIONADA.....	41
TABELA 10 - DATAS DE ANIVERSÁRIO E CICLOS DE REVISÃO POR DISTRIBUIDORA.....	45

## 1. Introdução

O setor elétrico brasileiro, considerado um dos mais complexos do mundo, passou por muitas alterações nos últimos anos. Com o racionamento em 2001, um novo modelo foi desenvolvido para o setor e, em 2004, estabelecido pelas leis nº 10.847 e 10.848. Baseado em três fundamentos, o modelo busca segurança energética, modicidade tarifária e universalização do atendimento.

Para entender o funcionamento do setor elétrico brasileiro, primeiramente é necessário analisar a composição da matriz energética do país. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética<sup>1</sup> (EPE) de 2015, esta é majoritariamente composta por recursos hídricos, que correspondem a 65% da capacidade instalada, 28% é referente a termoelétricas e o restante é proveniente de energia nuclear, eólica, e solar. A escassez de chuvas que se iniciou em 2013 e perdurou por mais dois anos, instaurou uma profunda crise hídrica. Desta forma, foi necessário acionar usinas térmicas que produzem energia, porém a um custo mais elevado. Além do problema estrutural do setor, um importante fator que intensificou a crise foi a adoção, em 2012, da Medida Provisória 579 que promoveu a redução das tarifas de energia elétrica.

A MP 579 provocou muito debate nos últimos anos e, se por um lado buscava reduzir a conta de energia do consumidor, por outro, quando somada à crise hídrica, provocou danos imensuráveis ao setor. Além do prejuízo financeiro que muitas empresas do setor apresentaram, instaurou-se uma escassez de crédito ao setor, insegurança jurídica e, ao longo dos próximos anos, os custos dos empréstimos bancários realizados para salvar as empresas serão repassados ao consumidor. O presente trabalho apresenta os eventos recentes que marcaram o setor e questiona a eficiência da medida de redução das tarifas.

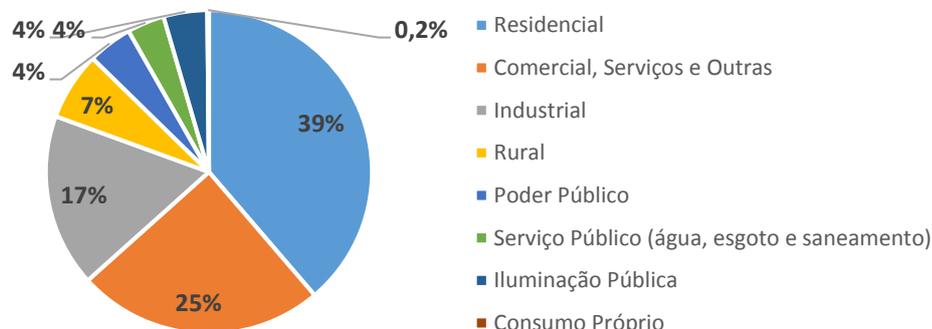
Os consumidores de energia são divididos em classes (Residencial, Industrial, Comercial, Rural e Poder Público) e subclasses de acordo com a tensão demandada e características como baixa renda e destinação do serviço. A Figura 1 apresenta a distribuição do consumo de energia por classe de consumo. O setor residencial representava 39% do consumo de energia no país em 2015, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As flutuações das tarifas alteram a dinâmica do orçamento doméstico e impactam a demanda por energia. Desta forma, compreender o

---

<sup>1</sup> Dados extraídos do Balanço Energético Nacional de 2015.

comportamento destes consumidores é importante para planejar o setor, elaborar políticas públicas e regular o mercado de energia.

**Figura 1 - Distribuição do consumo de energia elétrica por classe de consumo em 2015**



*Fonte: Elaboração própria*

Este trabalho tem como objetivo estimar a elasticidade preço do consumidor residencial e analisar o impacto das tarifas de energia sobre o consumo em dois momentos: primeiramente com a redução das tarifas em 2013 pela MP 579 e posteriormente com a elevação das mesmas através do reajuste extraordinário de 2015. Com isso será possível discutir também a instabilidade criada no setor, desde os repasses do tesouro até o empréstimo bilionário dos bancos para auxiliar as empresas distribuidoras de energia.

Seguindo esta introdução, o segundo capítulo apresenta um resumo do Novo Modelo do setor elétrico, os principais agentes e a estrutura por trás do funcionamento do sistema. O capítulo três discorre sobre a MP 579, seu objetivo e seu impacto na estrutura existente. No capítulo quatro é apresentado o cenário hidrológico, com o objetivo de contextualizar a época em que a MP foi estabelecida e a crise que o setor enfrentou.

Após contextualizar o funcionamento do setor elétrico, no capítulo cinco, são apresentadas as alterações recentes que tiveram como objetivo auxiliar o setor durante a crise. O capítulo seis consiste em explicar os objetivos e mecanismo do sistema de bandeiras tarifárias. Os dados e as estatísticas descritivas são apresentados no capítulo sete. Em seguida, no capítulo oito é abordada a metodologia utilizada neste trabalho. O capítulo nove é dedicado à apresentação dos resultados estimados e testes de robustez. Por fim, o capítulo dez conclui.

## 2. O Setor Elétrico Brasileiro

Para compreender o objetivo do Novo Modelo introduzido em 2004 e a estrutura que ele modifica, será apresentada uma breve contextualização do setor até os anos 2000.

Até o início do século XX, com o país basicamente voltado para a agricultura, o setor elétrico não havia se desenvolvido, e a necessidade de expandi-lo devido ao crescimento do setor industrial, atraiu capital estrangeiro. Neste primeiro momento, o Estado apenas concedia autorização para o funcionamento e os investimentos eram concentrados primordialmente em regiões associadas à atividade industrial. Com o passar do tempo, as empresas estrangeiras foram incorporadas pelo estado e, na década de 50, praticamente todos os estados tinham empresas estatais de energia. O processo histórico levou à criação de um sistema centralizado, sendo o governo federal responsável essencialmente por empresas de geração e transmissão e os estados pela distribuição de energia.

Esse modelo centralizado fez com que, em muitos momentos, os objetivos se confundissem. O governo, responsável por políticas setoriais, muitas vezes utilizou o setor elétrico como instrumento de controle inflacionário e de déficit público. Cabe destacar que o órgão regulador da época não era independente e não exercia a efetiva regulação.

Durante a década de 70, com o descontrole da inflação, um exemplo deste conflito de interesses consistiu na unificação das tarifas de energia em todo o país. Esta decisão levou a criação de uma conta de compensação<sup>2</sup> que teria como objetivo equalizar os ganhos e perdas das companhias, uma vez que as estruturas de custos eram diferentes entre as mesmas. Outro exemplo que as tarifas foram utilizadas como instrumento para conter a inflação foi durante a década de 80, com a crise econômica internacional e conseqüente crise interna. A centralização foi de grande importância para expandir e integrar o setor, especialmente promovendo a inclusão além dos grandes centros. O modelo centralizado apesar de bem sucedido, revelou-se insustentável.

---

<sup>2</sup> Conta de Resultados a Compensar – CRC. Era uma conta na qual as empresas acumulavam resultados positivos ou negativos para posterior acerto. Foi projetada para ser um mecanismo de soma zero para o setor como um todo.

Na década de 90 extinguiu-se a tarifa unificada e outras medidas adotadas até então. A regulação deu o primeiro passo contribuindo para a eficiência das companhias ao definir uma tarifa baseada no custo do serviço. Ao longo desta década muitas leis que objetivavam aperfeiçoar o setor foram estabelecidas e, até o ano 2000, mais da metade das distribuidoras foram transferidas para a iniciativa privada. Mesmo com todas as reformas, com o racionamento de 2001, ficou claro que uma reestruturação no setor era necessária.

## **2.1. O Novo Modelo**

A crise de racionamento do ano de 2001 foi o marco que apontou para a necessidade de formulação de um novo modelo para o setor elétrico. Em busca de corrigir imperfeições do modelo anterior, este novo modelo tem como referência três princípios básicos da prestação de um serviço público: confiabilidade de suprimento, modicidade tarifária e universalização do acesso. O Novo Modelo foi estabelecido pela Lei 10.848 de 15 de março de 2004.

Na implementação deste modelo foi criada uma grande estrutura, com diferentes agentes que visam garantir a confiabilidade de suprimento, como por exemplo, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o EPE, descritas na próxima sessão.

Para alcançar a modicidade tarifária foram estabelecidos mecanismos que consistem na Revisão Tarifária Periódica, Reajuste Anual e Revisão Extraordinária. A primeira ocorre em ciclos que, na maior parte dos casos, são de quatro em quatro anos. Já os Reajustes Anuais ocorrem anualmente exceto em anos de Revisão. A Revisão Extraordinária pode ocorrer a qualquer momento quando for identificado algum desequilíbrio econômico-financeiro ou algo exógeno tenha impacto sobre a concessão.

A forma comercialização de energia também foi alterada, passando a ser feita por meio do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou pelo Ambiente de Contratação Livre (ACL). No caso do ACR, a venda de energia ocorre através de leilões realizados pela ANEEL, onde é estabelecido um prazo para o início da entrega da energia e um prazo de vigência para este contrato. O critério para vencer o leilão é a

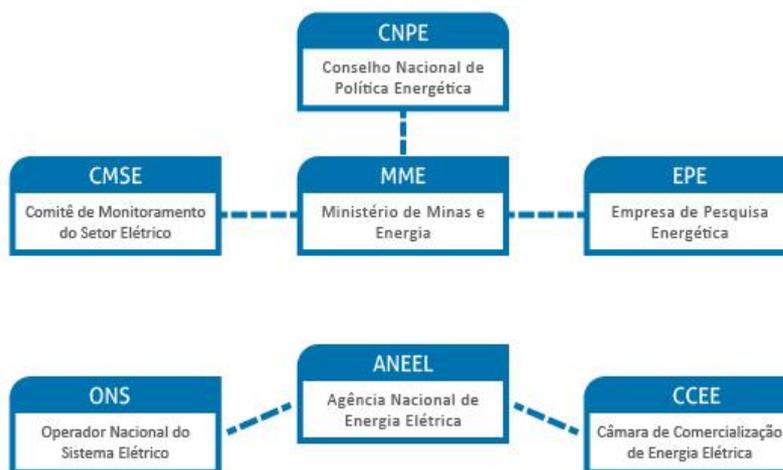
oferta de energia pelo menor preço. Já no caso do ACL, ocorre a livre negociação entre o comprador e o vendedor de energia.

O Novo Modelo acelerou o processo de universalização do acesso e em 2013, de acordo com a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílio (PNAD), 99,3% da população tinha acesso ao serviço de energia elétrica. O Programa Luz para Todos lançado em 2003 foi fundamental para a inclusão de mais de 15,4 milhões de consumidores e, praticamente, atingiu o objetivo de universalizar o acesso à energia elétrica.

## 2.2. Agentes

O setor elétrico brasileiro apresenta um complexo conjunto de agentes institucionais com competências e atribuições definidas de modo a garantir o funcionamento do setor. O organograma abaixo apresenta esses agentes e suas conexões:

**Figura 2 - Organograma dos agentes do setor**



Fonte: CCEE

A regulação e interligação através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)<sup>3</sup> e Sistema Nacional Interligado (SIN), permite aos agentes compartilharem o risco hidrológico. A diversidade climática do Brasil possibilita que mesmo durante a estação de seca em determinada região existam partes do país com precipitação intensa. A compensação da escassez de chuvas ocorre através do intercâmbio de energia hidrelétrica entre as diferentes regiões.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) tem como objetivo a proposição de políticas e diretrizes relacionadas ao setor. Vinculado à Presidência da República tem como membros ministros de diferentes pastas.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável pela formulação e implantação de políticas no setor energético em conformidade com as diretrizes do CNPE. Entre suas atribuições está também o estabelecimento de diretrizes para os leilões de energia e a celebração dos contratos de concessão e definição das garantias físicas<sup>4</sup>.

A principal função do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é monitorar permanentemente a continuidade e segurança do suprimento eletro energético no país. Presidido pelo ministro de Minas e Energia, acompanha as atividades de geração, transmissão e distribuição, comercialização, importação e exportação de energia avaliando as condições de abastecimento. As decisões devem ser sustentadas tecnicamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) que é responsável por coordenar o sistema.

A Agência Nacional de Energia Elétrica, agência reguladora do setor, tem como objetivo regular e fiscalizar a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

A Empresa de Pesquisa Energética foi criada com o objetivo de realizar estudos e pesquisas destinadas a fundamentar o planejamento energético. Estudos sobre a matriz

---

<sup>3</sup> O MRE é um mecanismo que tem como objetivo a produção de energia entre as usinas proporcionalmente à garantia física de cada uma.

<sup>4</sup> Garantia Física corresponde à fração alocada à usina da Garantia Física do Sistema, estabelecida pelo MME. Está associada às condições no Longo Prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado, considerando a variabilidade hidrológica que a usina está submetida e, portanto, independe da sua geração real.

energética de longo prazo e o planejamento integrado dos recursos são algumas de suas competências.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi criada para viabilizar a comercialização da energia do SIN, além disso, passou a exercer a função de promotor dos leilões e administrador dos contratos de comercialização de energia nos dois ambientes de contratação.

O Operador Nacional do Sistema é responsável por controlar a produção de todas as usinas participantes do SIN, que representa, aproximadamente, 90% da capacidade total. O despacho, acionamento da produção de energia pelas térmicas, é realizado pela ordem de mérito, ou seja, pelo critério de menor custo de produção.

### 3. MP 579

Em 11 de setembro de 2012, com o objetivo de viabilizar a redução do custo de energia e impulsionar o desenvolvimento do país, foi elaborada a Medida Provisória 579 e posteriormente transformada na Lei 12.783/2012. Nesta época o setor industrial registrava quedas de crescimento e o custo elevado da energia poderia impactar negativamente a recuperação desse setor. Através da alteração nas tarifas a MP trouxe importantes consequências no consumo.

As medidas que possibilitariam a redução das tarifas consistiam na redução de encargos setoriais, antecipação da prorrogação de concessões dos três segmentos que venceriam entre 2015 e 2017, além do aporte de R\$ 3,3 bilhões anualmente pela União na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Como forma de reduzir os encargos, algumas arrecadações foram extintas. A Reserva Global de Reversão (RGR)<sup>5</sup> foi extinta para consumidores, concessões prorrogadas e novos empreendimentos de transmissão. Outro encargo alvo da MP foi a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)<sup>6</sup>. Já a CDE foi reduzida em aproximadamente 75% com os aportes da União.

Algumas concessões estavam vencendo e havia grande preocupação com a desconstrução que ocorreria. Cerca de 9 GW médios venceriam em 2012 no ambiente regulado e 6,8 GW médios em 2013. Assim, a antecipação da prorrogação com novas condições contratuais seria uma forma de mitigar essa preocupação com a oferta de energia. As companhias que optassem por não aderir à renovação ficariam com as concessões até o prazo estabelecido no contrato e ao final seriam licitadas.

Segundo o documento<sup>7</sup> apresentado pelo Ministério de Minas e Energia, no segmento de geração, vinte contratos venceriam entre 2015 e 2017, totalizando 22.341 MW de potência instalada, o que equivale a aproximadamente 20% do parque gerador. Já no segmento de transmissão, nove contratos venceriam em 2015, totalizando 85.326 km de linhas de transmissão. Deste total 68.789 km integrava o SIN, o que equivale a

---

<sup>5</sup> A RGR foi criada para constituir um fundo de cobertura para despesas do poder concedente com indenizações de reversão de concessões e posteriormente usada também para viabilizar a universalização do acesso e programas de eficiência energética

<sup>6</sup> A CCC tinha como objetivo cobrir parcialmente os custos de combustíveis das termelétricas e em 2009 passou também a reembolsar, parcialmente, custos de geração de sistemas isolados.

<sup>7</sup> Documento publicado pelo Ministério de Minas e Energia em setembro de 2012: Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica: Perguntas e Respostas.

67% do sistema. Por fim, no segmento de distribuição, entre 2015 e 2016 venceriam 44 contratos, representando 35% do mercado atendido.

Segundo este mesmo documento do MME, a expectativa era de redução de até 16% na tarifa dos consumidores residenciais. O aporte da União na CDE provocaria uma redução de aproximadamente 5% no consumo residencial em função da redução dos encargos (CCC, CDE e RGR). Os outros 11% da redução média da classe residencial viriam da redução nas tarifas de geração e na Receita Anual Permitida (RAP)<sup>8</sup>, uma vez que as concessionárias não teriam que depreciar ou amortizar seus ativos.

A ideia por trás da renovação consistia no fato de que muitas concessões já estavam com seus ativos amortizados e depreciados assim, a proposta era retirar esta parcela das tarifas. Os investimentos que não tenham sido depreciados ou amortizados seriam indenizados. Assim os contratos seriam desfeitos e recontratados pela distribuidora a preços mais baixos. Esta recontratação a preços mais baixos permitiria a redução da tarifa para o consumidor.

Ao longo do período estabelecido para que as companhias apresentassem suas intenções de renovação, muito se questionou sobre a metodologia que seria instituída para o cálculo das indenizações. A falta de transparência e incertezas quanto ao valor que seria atribuído ao montante a ser indenizado, além dos prazos e condições do pagamento, foram fatores que despertaram inúmeras discussões por parte dos agentes.

De forma resumida, as principais condições para a antecipação da renovação foram: (i) redução da tarifa média de energia das geradoras de aproximadamente R\$ 100 por MWh para R\$ 35 por MWh; (ii) alocação das cotas de garantia física sob renovação às distribuidoras e (iii) redução da Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras em aproximadamente 40%.

As concessões de Transmissão vincendas foram renovadas, entretanto, no setor de Geração, apenas a Eletrobrás aderiu. A falta de adesão das demais, em especial a Cesp e a Cemig, totalizou aproximadamente 30% da capacidade de geração prevista para renovação. O governo promoveu leilões de energia, entretanto não houve geradores interessados em ofertar ao preço sugerido, o que levou a exposição involuntária das

---

<sup>8</sup>Receita Anual Permitida é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação o serviço público de transmissão

distribuidoras. Essa situação de energia insuficiente para suprir o mercado fez com que as distribuidoras tivessem que recorrer ao mercado de curto prazo para atender sua demanda. Nesta época o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)<sup>9</sup> que vigorava estava muito elevado por causa da escassez de chuvas. Isso fez com que elas incorressem em elevados custos de aquisição de energia e as mesmas só seriam compensadas por isso na sua data de reajuste.

Este descasamento de caixa provocou grande prejuízo às companhias visto que muitas delas, como forma de solucionar temporariamente esse problema, recorreram ao mercado de crédito tomando empréstimos privados com taxas elevadas. Outras nem conseguiram acesso ao mercado pelo grande risco e elevadas taxas exigidas.

Outro efeito da não adesão por parte de algumas geradoras foi que o impacto da redução nas tarifas seria menor do que o anunciado inicialmente. Para garantir a redução prevista no plano inicial da MP, o governo arcou com um valor adicional de R\$ 5 bilhões, montante este que compensaria a não adesão.

---

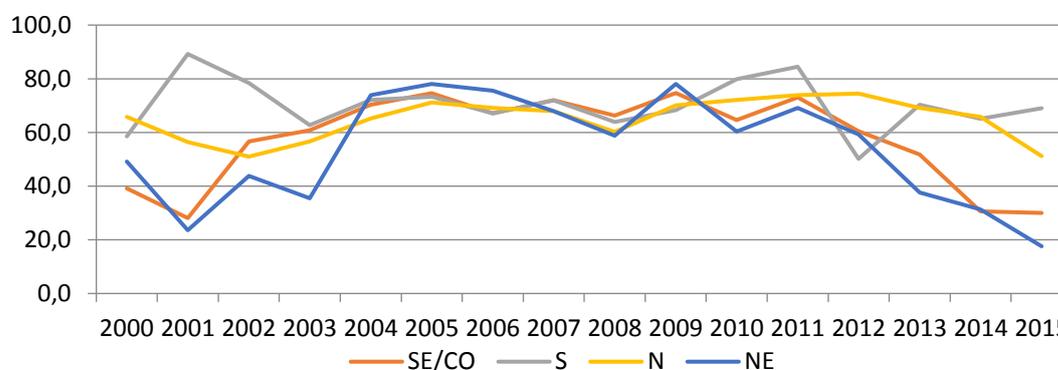
<sup>9</sup> Preço de negociação da energia no mercado de curto prazo.

## 4. Cenário Hidrológico

Na época que a MP 579 foi introduzida, estava se configurando um cenário de escassez de chuvas e ao promover a redução das tarifas, o impacto sobre o consumo de energia agravou a crise. A falta de chuvas revelou aspectos estruturais do setor relacionados ao planejamento: atrasos em obras, ausência de reservatórios em determinadas hidrelétricas, questões socioambientais e forte dependência hídrica.

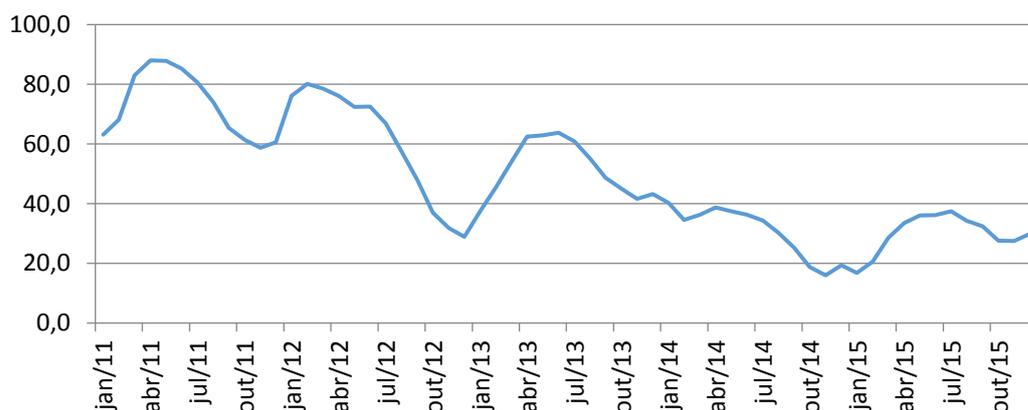
Ao analisar o nível dos reservatórios ao longo dos últimos anos apresentado na Figura 3, dois períodos chamam atenção: o primeiro é referente ao ano de 2001 quando o país sofreu uma grande crise de escassez de chuvas e os reservatórios da região sudeste atingiram 21,3% da capacidade, levando o país a enfrentar um período de racionamento de energia. Os anos seguintes foram de recuperação e, entre 2004 e 2011, observa-se um período de estabilidade. O segundo período, que inicia no ano de 2012, marcava o início de uma nova crise, uma piora no nível dos reservatórios foi registrada e os anos seguintes foram de queda acentuada.

**Figura 3 - Histórico do Nível dos Reservatórios no SIN por Região (em % da capacidade máxima)**



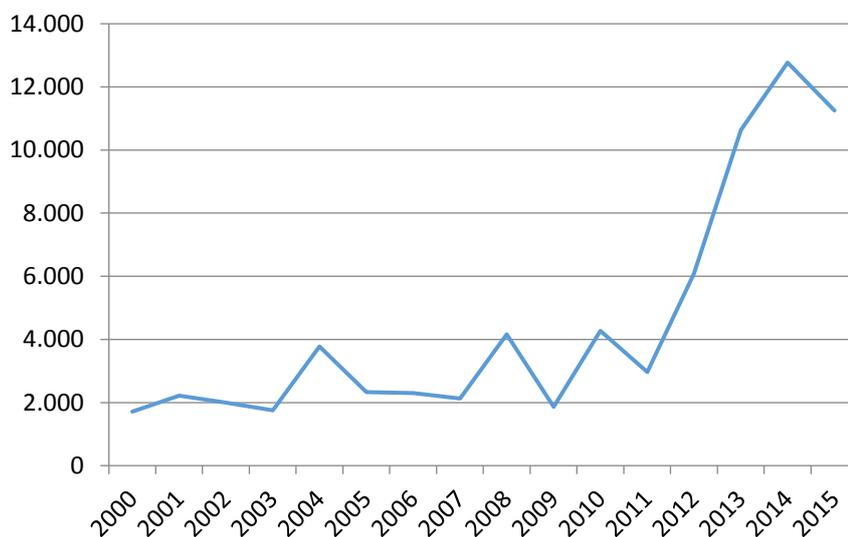
*Fonte: Elaboração própria*

A região sudeste é responsável por aproximadamente 70% da capacidade do SIN e desta forma, faz-se necessário uma análise mais detalhada dos reservatórios desta região. Como pode ser observado na Figura 4, em janeiro de 2012, registra-se o maior nível de armazenamento histórico, com 76% da capacidade. A sazonalidade dos reservatórios é reflexo das chuvas que, na região sudeste, ocorre de forma mais expressiva no início do ano, enquanto no meio a escassez destas é mais comum. A recuperação do período seco registrada no início de 2013 não foi suficiente para recompor o nível dos reservatórios e após junho, do mesmo ano, a situação se agravou.

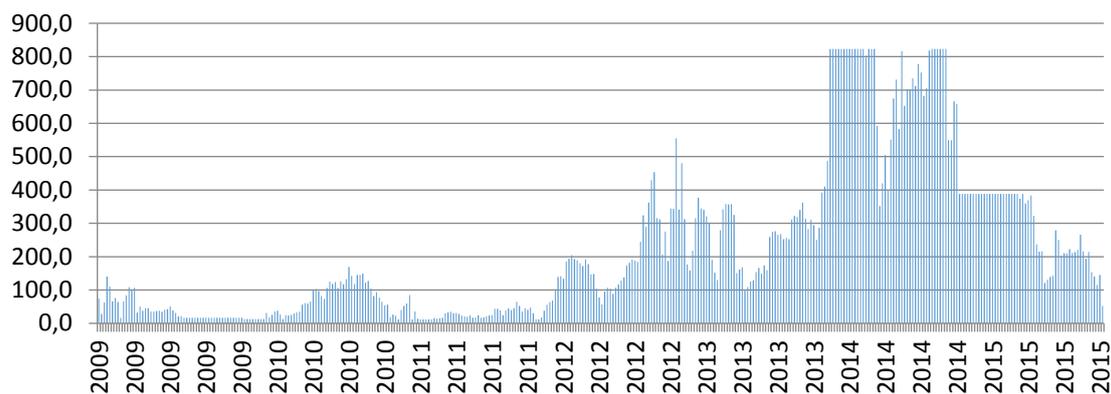
**Figura 4 – Média Mensal dos Reservatórios da Região Sudeste**

*Fonte: Elaboração própria*

A situação de queda do nível dos reservatórios levou o ONS a ordenar o acionamento das usinas térmicas, como estratégia para poupar os reservatórios. Estas produzem energia a um custo muito superior. A Figura 5 mostra a evolução da produção de energia térmica no sistema segundo dados do ONS. Como consequência, o PLD aumentou consideravelmente. A Figura 6 apresenta a evolução do PLD ao longo dos últimos anos.

**Figura 5 - Evolução da Geração de Energia Térmica em GWh**

*Fonte: Elaboração própria*

**Figura 6 - Evolução do PLD**

*Fonte: Elaboração própria*

O cálculo do PLD é baseado no Custo Marginal de Operação (CMO), fruto do modelo utilizado pelo ONS para definir a operação do sistema. Estabelecido semanalmente com base em previsões de despacho, o PLD é limitado por um preço máximo e mínimo, anunciado anualmente pela ANEEL.

## 5. Decretos e Medidas de Auxílio ao Setor

Em março de 2013, a publicação do Decreto 7.945 buscava solucionar o problema da exposição involuntária. Por meio deste decreto, o governo decidiu pagar parte desse custo realizando aportes de recursos na CDE. Foi apresentada uma estratégia de gatilho na qual sempre que o custo adicional da térmica aumentasse o reajuste anual em mais do que 3%, seriam utilizados recursos da CDE. Em contrapartida, criava-se uma dívida para os consumidores que, ao longo de cinco anos, devolveriam o montante emprestado pela CDE corrigido pelo IPCA, através dos reajustes tarifários anuais.

O decreto acima mencionado estabeleceu que o tesouro aportasse, apenas em 2013, R\$ 9,8 bilhões. Para não diluir o efeito da redução das tarifas, decidiu-se que esta dívida não seria paga pelos consumidores em 2014.

Outra decisão do governo foi a publicação da Resolução CNPE 03, por meio desta foi estabelecido que:

- (i) A curva de aversão ao risco seria incorporada pelos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preços. Isso provocou o aumento do CMO e a redução do despacho fora da ordem de mérito;
- (ii) O rateio do Encargo de Serviço do Sistema (ESS)<sup>10</sup> por todos os agentes inclusive geradores termelétricos.

Como foi visto na sessão anterior, o ano de 2014 não apresentou melhoras. A escassez de chuvas permaneceu, o calor provocou aumento no consumo, o PLD atingiu o teto e a crise se agravou. Foram necessárias novas medidas para neutralizar a exposição involuntária das distribuidoras e o despacho adicional das térmicas, uma vez que o Decreto 7.945 cobria apenas o ano de 2013.

Para arcar com a exposição involuntária de janeiro de 2014 o Tesouro deveria aportar R\$ 1,8 bilhão. Esta liquidação que estava prevista para ocorrer no início de fevereiro do mesmo ano foi adiada para março, pressionando o caixa das companhias. Em março, com o Decreto 8.203, ficou estabelecido o repasse de R\$ 1,2 bilhão referente ao mês de janeiro, montante menor do que o necessário para cobrir o mês de janeiro. O

---

<sup>10</sup> São valores destinados ao ressarcimento dos agentes de geração dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema

governo havia previsto gastar cerca de R\$ 9 bilhões com a CDE em 2014, entretanto o cenário hidrológico que se configurava revelava a necessidade de um desembolso ainda maior, visto que o montante a ser pago referente apenas a fevereiro foi calculado em R\$ 3,5 bilhões.

O Decreto 8.221 de abril estabeleceu sobre o repasse de recursos às distribuidoras para cobrir os custos com a exposição involuntária e o despacho das térmicas para o período de fevereiro até dezembro de 2014. Este determinou a criação da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (CONTA-ACR)<sup>11</sup> que tinha como objetivo realizar estes repasses. Lastreada em três operações de empréstimos junto a treze bancos<sup>12</sup> por meio da CCEE, essa conta seria paga pelos consumidores a partir de 2015 através do recolhimento de encargos que seriam incluídos na tarifa e teria prazo de cinco anos. A alocação entre as distribuidoras tem como base, não os recursos recebidos da conta, mas o tamanho dos mercados cativos no período do recolhimento.

Os empréstimos foram contraídos ao custo de CDI e adicionado uma sobretaxa média de 2,74%, com amortizações em 54 meses terminando em abril de 2020. A Tabela 1 apresenta os repasses mensais da CONTA-ACR para as distribuidoras.

**Tabela 1 - Repasses da CONTA-ACR em 2014**

Competência	(R\$)
fev/14	4.750.747.000,00
mar/14	4.045.440.000,00
abr/14	2.273.354.000,00
mai/14	1.840.245.000,00
jun/14	327.027.000,00
jul/14	549.538.000,00
ago/14	717.687.000,00
set/14	1.886.973.000,00
out/14	1.183.679.000,00
nov/14	1.605.206.140,07
dez/14	1.494.793.859,93
<b>Total</b>	<b>20.674.690.000,00</b>

*Fonte: ANEEL*

Em novembro de 2014 foram aprovados pela ANEEL novos valores máximo e mínimo para o PLD. Essa decisão provocou uma redução de 53% no teto, passando de R\$ 822,00 por MWh para R\$ 388,00 por MWh. Essa medida beneficiava as

<sup>11</sup> Em abril de 2014 a ANEEL emitiu a Resolução 612 e o Despacho 1.256 que detalham o funcionamento da CONTA-ACR.

<sup>12</sup> Composto por BNDES, Banco do Brasil, Banrisul, Bradesco, BRB, BTG Pactual, Caixa Econômica, Citibank, Credit Suisse, Itaú Unibanco, JP Morgan, Bank of America Merrill Lynch e Santander.

distribuidoras que na época enfrentavam a desconstrução involuntária fruto do insucesso dos leilões promovidos pelo governo. Entretanto, a medida não reduziu o custo do despacho das térmicas, apenas realocou do PLD para os consumidores por meio da elevação do ESS.

Em março de 2015, a pedido das distribuidoras, ocorreu a revisão extraordinária de 58<sup>13</sup> delas com o objetivo de reequilibrar a tarifa frente à revisão das cotas CDE e elevação dos custos com compra de energia, em especial, relacionado ao custo de Itaipu. A energia de Itaipu, que representa 20% da compra das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e tem sua tarifa calculada em dólar, sofreu elevação de 46%.

O aumento médio anunciado pela ANEEL foi 23,4% e teve impacto diferente entre as regiões do país. Segundo a Agência Brasil o aumento médio nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste foi de 28,7% e no Norte e Nordeste apenas 5,5%.

Apesar da redução das tarifas em 2013, os aumentos sucessivos, no ano de 2014 e posteriormente a revisão extraordinária em 2015 mais que cobriram o decréscimo inicial. A Tabela 2 apresenta as variações nas tarifas com as duas revisões extraordinárias.

As medidas de auxílio ao setor consistiram basicamente na ajuda financeira através de empréstimos e repasses às distribuidoras para enfrentar a crise, entretanto esta estratégia além de custosa com o tempo seria transferida ao consumidor por meio da tarifa. Para enfrentar a crise, um estímulo à redução do consumo seria essencial para que no futuro o consumidor não fosse tão onerado. O sistema de Bandeiras Tarifárias, descrito na próxima seção, foi um importante mecanismo adotado que alinha o comportamento do consumidor à situação de geração de energia.

---

<sup>13</sup> A CEA não solicitou a revisão. AME, Boa Vista Energia e CERR não terão RTE por não participarem do rateio da CDE. A Ampla não passou pela RTE, pois seu processo tarifário ocorre em 15 de março, quando todos os efeitos serão considerados.

**Tabela 2 - Variação nas tarifas de energia do consumidor residencial nas revisões extraordinárias de 2013 e 2015**

Distribuidora	RE 2013	RE 2015	Distribuidora	RE 2013	RE 2015
AES SUL	-23,6%	41,6%	CPFL PAULISTA	-18,1%	27,2%
AME	-18,2%	0,0%	CPFL SUL PAULISTA	-22,8%	9,1%
AMPLA	-18,0%	0,0%	DEMEI	-18,4%	30,5%
BANDEIRANTE	-18,1%	17,8%	DMED	-18,1%	23,1%
BOA VISTA	-18,1%	0,0%	EBO	-18,0%	0,5%
CAIUÁ-D	-18,1%	30,5%	EDEVF	-18,2%	27,7%
CEAL	-18,0%	4,1%	EEB	-18,6%	30,2%
CEB-DIS	-18,1%	22,0%	EFLJC	-18,0%	19,0%
CEEE-D	-18,1%	19,4%	EFLUL	-18,2%	19,5%
CELESC-DIS	-18,5%	21,3%	ELEKTRO	-18,5%	19,6%
CELG-D	-18,0%	25,1%	ELETROACRE	-18,0%	19,5%
CELPA	-18,8%	3,0%	ELETROCAR	-18,1%	32,9%
CELPE	-18,0%	1,4%	ELETROPAULO	-18,2%	28,1%
CEMAR	-18,0%	2,8%	ELFSM	-19,0%	20,3%
CEMIG-D	-18,1%	21,4%	EMG	-18,1%	24,5%
CEPISA	-18,0%	2,9%	ENERGISA MATO GROSSO	-19,3%	24,8%
CERON	-18,0%	15,7%	ENERGISA MATO GROSSO DO SUL	-18,2%	26,7%
CFLO	-18,0%	27,4%	ENF	-18,1%	24,8%
CHESP	-18,0%	20,3%	EPB	-18,0%	3,2%
CNEE	-19,7%	34,3%	ESCELSA	-18,0%	23,6%
COCEL	-18,4%	31,2%	ESSE	-18,0%	7,2%
COELBA	-19,0%	4,6%	ETO	-18,2%	3,9%
COELCE	-18,0%	8,9%	FORCEL	-19,2%	27,1%
COOPERALIANÇA	-18,0%	17,5%	HIDROPAN	-18,5%	26,1%
COPEL-DIS	-18,1%	31,9%	IENERGIA	-18,1%	21,1%
COSERN	-18,0%	2,4%	SULGIPE	-18,3%	6,3%
CPFL JAGUARI	-28,2%	13,3%	LIGHT	-18,1%	21,1%
CPFL LESTE PAULISTA	-26,1%	12,4%	MUX-Energia	-18,5%	30,1%
CPFL MOCOCA	-18,6%	9,5%	RGE	-22,0%	12,2%
CPFL PIRATININGA	-18,4%	21,5%	UHENPAL	-25,9%	35,2%
CPFL SANTA CRUZ	-27,9%	4,9%			

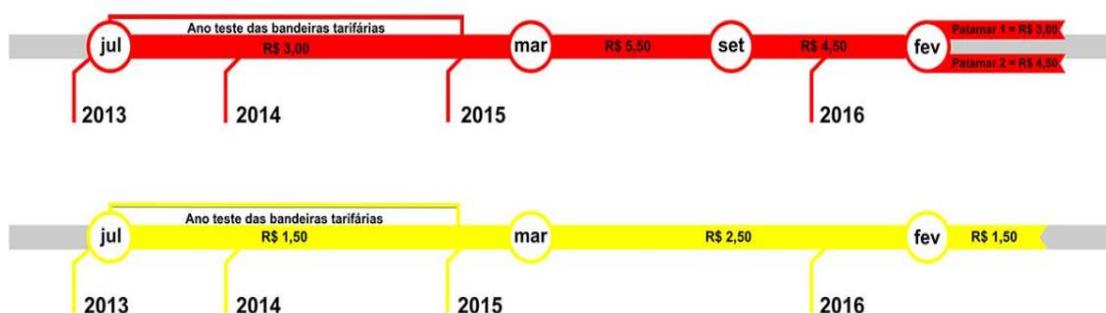
## 6. Bandeiras Tarifárias

Idealizado antes da crise hídrica, o sistema de Bandeiras Tarifárias que entrou em vigor em 2015, tem como objetivo sinalizar mensalmente ao consumidor o custo de produção da energia. Ao utilizar a energia elétrica de forma racional e consciente, o consumidor ajuda a evitar a escassez e economiza na conta de luz.

O mecanismo de bandeiras tarifárias permite que o custo, antes repassado ao consumidor apenas no reajuste anual, seja cobrado a cada mês. Desta forma, é possível sinalizar com menor defasagem o preço da energia ao consumidor e este pode escolher adequar seu consumo em função do preço. Além disso, com este sistema foi possível reduzir sensivelmente o descasamento de caixa das distribuidoras, que só eram reequilibradas na data de aniversário. Com a arrecadação da bandeira a concessionária consegue arcar com o custo mais elevado de aquisição da energia e eventuais variações para mais ou para menos são corrigidas no processo tarifário subsequente.

Foram definidos três níveis de bandeiras: Verde, Amarela e Vermelha. A primeira sinaliza que as condições de geração de energia estão favoráveis não acarretando acréscimo à tarifa. Já a bandeira amarela, reflete condições menos favoráveis à geração de energia, desta forma a tarifa é acrescida R\$ 0,015 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Por fim a bandeira vermelha, subdividida em dois níveis, reflete condições mais custosas de geração de energia. O primeiro nível provoca um aumento de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido e o segundo R\$ 0,045 por kWh. A Figura 7 apresenta as alterações nos valores das bandeiras tarifárias. A cor da bandeira é estabelecida mensalmente e informada na conta de luz.

**Figura 7 - Histórico de alterações nos valores das Bandeiras Tarifárias**



Fonte: ANEEL

São considerados pela ANEEL dois parâmetros de custos do sistema para determinação da bandeira, o CMO e o Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESS\_SE). O primeiro reflete o custo do sistema para atender 1 MWh adicional de consumo com capacidade de geração existente, o segundo é o encargo setorial que cobre as despesas com usinas acionadas fora da ordem de mérito.

A bandeira verde vigora quando o Custo Variável Unitário, que é a soma do CMO e do ESS\_SE, mais cara fica abaixo de R\$ 211,28 MWh. Se o custo de geração se eleva e este somatório assume um valor entre R\$ 211,28 e R\$ 422,56 por MWh, então é acionada a bandeira amarela. A bandeira vermelha, que sinaliza o elevado custo de geração, é acionada quando esse custo ultrapassa R\$ 422,56 por MWh. Esses valores foram extraídos do site<sup>14</sup> da ANEEL, com data base em novembro de 2016.

O Decreto 8.401 determinou que os recursos provenientes das bandeiras fossem destinados à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, administrada pela CCEE. Desta forma, as diferenças entre os valores incorridos e a cobertura da tarifa faz que os agentes assumam posição credora ou devedora junto a esta conta. Mensalmente essas posições são liquidadas.

Ao longo do ano de 2015, como mostra a Tabela 3, apenas a bandeira vermelha vigorou, sendo as alterações nos valores reflexo das mudanças estabelecidas em resoluções homologatórias pela ANEEL.

**Tabela 3 – Histórico de Bandeiras Tarifárias vigentes em 2015**

Data	Acréscimo na Tarifa	Cor da Bandeira
01/01/2015	R\$ 0,03 por kWh	Vermelha
01/02/2015	R\$ 0,03 por kWh	Vermelha
01/03/2015	R\$ 0,055 por kWh	Vermelha
01/04/2015	R\$ 0,055 por kWh	Vermelha
01/05/2015	R\$ 0,055 por kWh	Vermelha
01/06/2015	R\$ 0,055 por kWh	Vermelha
01/07/2015	R\$ 0,055 por kWh	Vermelha
01/08/2015	R\$ 0,055 por kWh	Vermelha
01/09/2015	R\$ 0,045 por kWh	Vermelha
01/10/2015	R\$ 0,045 por kWh	Vermelha
01/11/2015	R\$ 0,045 por kWh	Vermelha
01/12/2015	R\$ 0,045 por kWh	Vermelha

<sup>14</sup> Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>

O sistema de bandeiras tarifárias apenas funcionaria se a elasticidade preço do consumidor fosse diferente de zero, de forma que os consumidores respondam a alterações nas tarifas de energia. Como será visto mais a frente, os resultados estimados revelam elasticidades não nulas. O aumento da tarifa afeta negativamente o consumo, desta forma o mecanismo de bandeiras é eficiente.

## 7. Dados

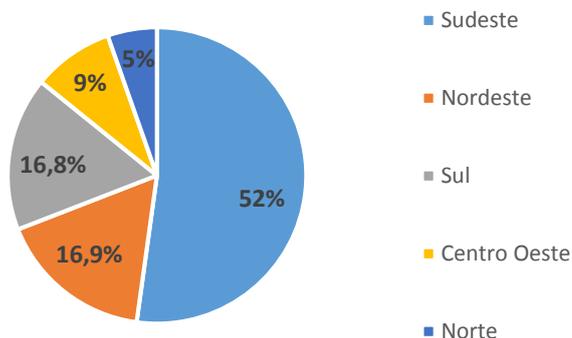
Os dados utilizados neste trabalho foram extraídos do site da ANEEL para o período entre 2005 e 2015. Na análise, são utilizados dados em painel por distribuidora e mês. Foram consideradas 61 das 63 distribuidoras existentes, pois duas delas não possuem contrato de concessão. Estas duas representam um consumo muito pequeno e sua exclusão não interfere na estimação. Os dados de consumo mensal foram retirados do Sistema de Apoio à Decisão (SAD). Já os valores das tarifas dos consumidores residenciais B1 (Baixa Tensão) são encontrados na resolução homologatória de cada uma das distribuidoras para cada ano. A Tabela 4 apresenta as médias por ano das variáveis utilizadas.

**Tabela 4 - Estatísticas Descritivas**

Ano	Número de Consumidores	Consumo em MWh	Consumo Percapita	Tarifa	TE
2005	497.117	94.360	0,1781	315,14	128,19
2006	510.612	97.503	0,1794	324,06	113,98
2007	535.433	103.971	0,1813	330,59	119,10
2008	553.501	109.307	0,1840	325,14	120,06
2009	574.406	116.525	0,1893	335,72	126,14
2010	605.076	123.879	0,1922	336,76	123,29
2011	692.126	131.395	0,1814	355,86	130,10
2012	809.675	142.401	0,1699	369,96	141,31
2013	817.870	148.108	0,1758	312,68	142,27
2014	840.782	155.323	0,1824	337,43	162,38
2015	927.807	160.916	0,1746	440,05	215,47

Para as distribuidoras Ceron e CNEE não foram encontrados dados de consumo residencial B1 no portal da ANEEL e, por essa razão, foram utilizados dados de consumo residencial sem a classificação B1. A alteração na classificação de consumo destas duas não prejudica a estimação. A Ceron representa 0,9% do consumo residencial total e 0,3% do consumo total, já a CNEE representa 0,2% do consumo residencial e 0,1% do consumo total.

A maior parte do consumo residencial no Brasil está concentrada na região sudeste, esta representava 52% em 2015 como mostra a Figura 8. Das 63 distribuidoras existentes no Brasil, 8 estão na região norte, 11 no nordeste, 17 no sul e 27 na sudeste. A Tabela 5 resume as médias de consumo e número de consumidores por região:

**Figura 8 - Distribuição do consumo de energia elétrica residencial por região 2015**

*Fonte: Elaboração própria*

**Tabela 5 - Média de Consumo e Número de Consumidores Por Região**

Região	Consumo	Média
CENTRO OESTE	Número de Consumidores	659.852
	Consumo_MWh	123.820
NORDESTE	Número de Consumidores	624.900
	Consumo_MWh	94.609
NORTE	Número de Consumidores	334.961
	Consumo_MWh	67.007
SUDESTE	Número de Consumidores	992.698
	Consumo_MWh	195.047
SUL	Número de Consumidores	400.982
	Consumo_MWh	77.665

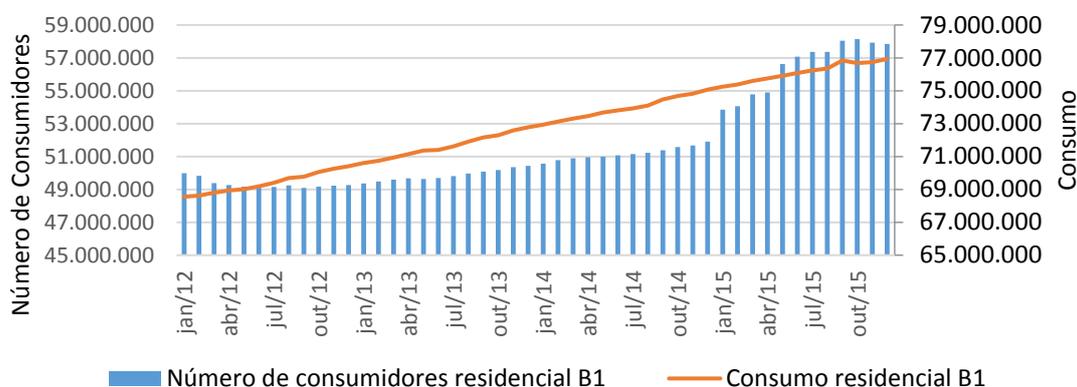
A Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), benefício criado pelo Governo Federal em 2002, tem como objetivo promover descontos nas tarifas dos consumidores residenciais enquadrados na subclasse baixa renda. Entretanto, o desconto baseava-se na quantidade consumida, assim permitia que alguns domicílios como casas de veraneio e residências de baixo consumo, mas com renda elevada, também se beneficiassem. Como forma de corrigir as distorções promovidas pelo critério anterior foram definidos novos parâmetros para a concessão do benefício essencialmente baseados no critério de renda.

Em 2014 foi iniciado o processo de revisão do benefício para assegurar que o critério de baixa renda fosse atendido. Segundo a ANEEL cerca de 5,8 milhões de famílias deveriam regularizar sua situação para continuar recebendo o benefício. Assim,

ao longo do ano de 2015, muitos consumidores migraram do consumo classificado como Baixa Renda para o consumo convencional, pois perderam o benefício. A medida que se enquadrem ao critério voltarão a recebê-lo.

A Figura 9 reflete o impacto da revisão dos beneficiários da Tarifa Social. O não atendimento aos critérios provocou a elevação do número de consumidores residenciais classificados como B1. O crescimento estável do consumo total corrobora o efeito da reclassificação das classes de consumo.

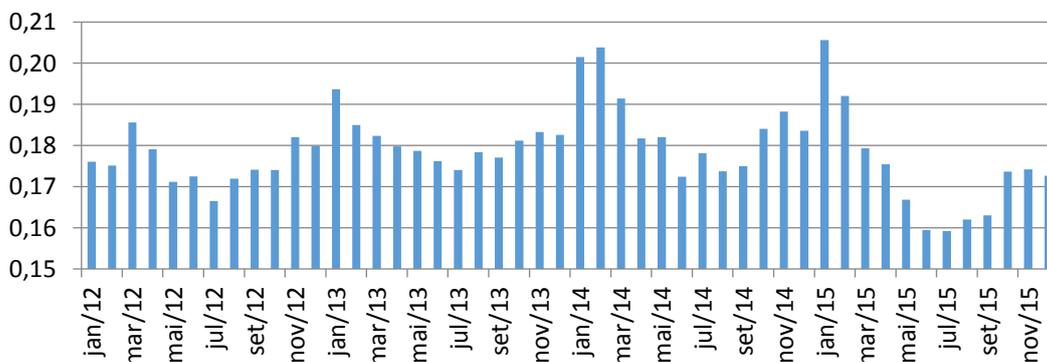
**Figura 9 - Número de consumidores residencial B1 e total**



*Fonte: Elaboração própria*

A Figura 10 revela o componente sazonal do consumo de energia. No Brasil o verão ocorre entre os meses de dezembro a março, neste período é possível perceber o aumento no consumo de energia pela maior utilização de aparelhos elétricos como, por exemplo, o ar condicionado. Já os meses de junho a setembro, período de inverno, as temperaturas ficam mais baixas, pode-se observar um menor nível de consumo de energia.

**Figura 10 - Evolução do consumo por unidade consumidora**



*Fonte: Elaboração própria*

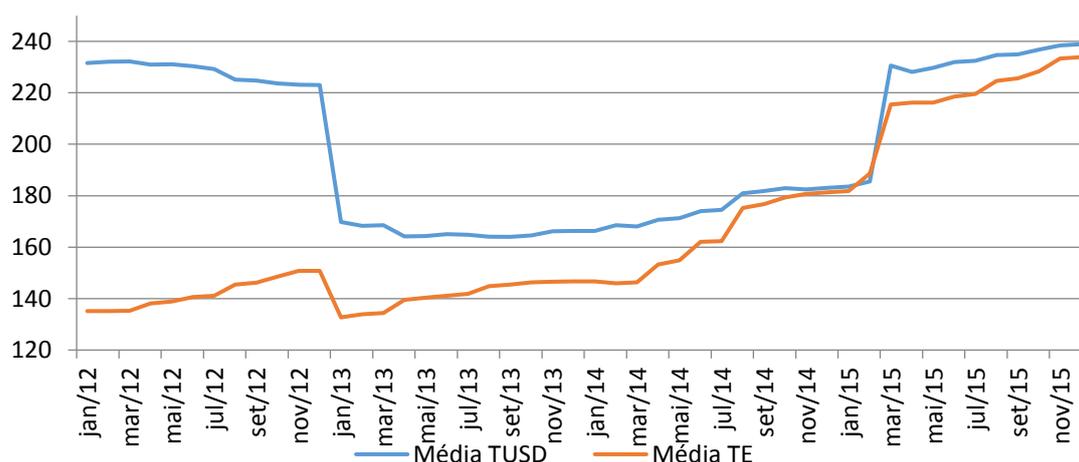
A tarifa de energia é composta pela parcela da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE) que corresponde aos custos de geração de energia. A Figura 11 apresenta a evolução destas duas parcelas ao longo dos últimos anos. Os componentes da TUSD por sua vez podem ser segregados em três componentes:

- (i) TUSD Transporte refere-se basicamente ao uso de ativos de transmissão;
- (ii) TUSD Encargos engloba remuneração para diversos custos, desde pesquisa e desenvolvimento até o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA);
- (iii) TUSD Perdas referente às perdas técnicas<sup>15</sup> e não técnicas<sup>16</sup>.

A parcela da tarifa referente a TE é formada por:

- (i) TE Energia que visa recuperar custos com a compra de energia para revenda ao consumidor;
- (ii) TE Encargos referente aos encargos de serviços, energia reserva, pesquisa e desenvolvimento e compensação pelo uso dos recursos hídricos;
- (iii) TE Transporte recupera custos de transmissão de Itaipu;
- (iv) TE Perdas.

**Figura 11 - Evolução dos componentes da tarifa (TUSD e TE)**



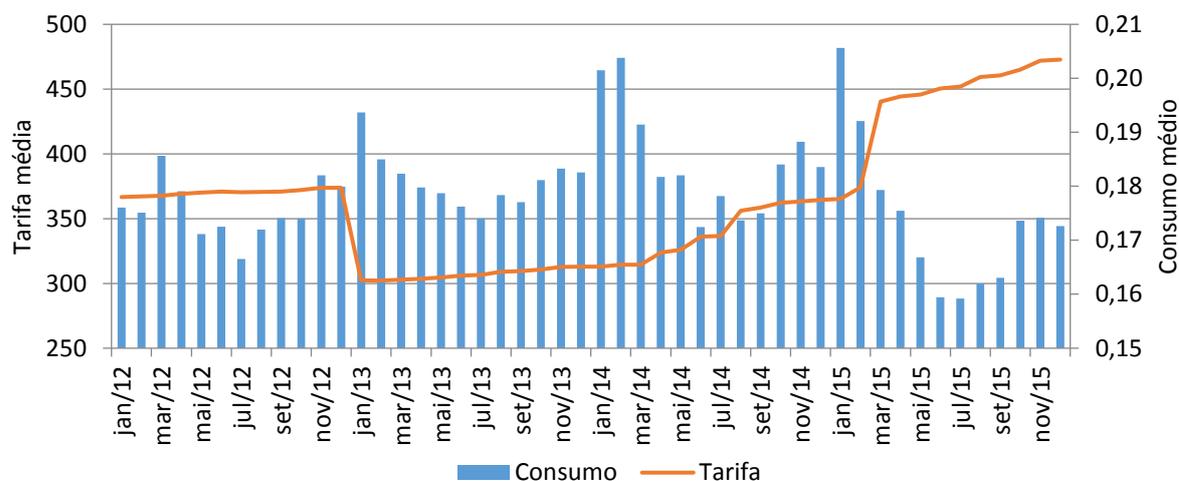
*Fonte: Elaboração própria*

<sup>15</sup> Perdas Técnicas são aquelas inerentes ao transporte da energia elétrica na rede, relacionadas à transformação de energia.

<sup>16</sup> Perdas Não Técnicas são as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Estas independem da gestão comercial da distribuidora.

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) é realizada a qualquer tempo, em geral, a pedido da distribuidora diante de evento adverso que provoque algum desequilíbrio. A Figura 12 apresenta a evolução do consumo e das tarifas de energia ao longo dos últimos anos. As duas rupturas que ocorrem nas tarifas retratam os reajustes extraordinários de 2013 e 2015. Neste período é possível observar a elevação do consumo de energia com a redução das tarifas e posteriormente a redução como consequência do aumento das mesmas.

**Figura 12 - Relação entre tarifa média e consumo médio de energia**



*Fonte: Elaboração própria*

## 8. Metodologia

Neste capítulo será explicada a metodologia adequada para o estudo, bem como o significado das variáveis utilizadas.

As tarifas de energia são determinadas pela ANEEL, entretanto é provável que ocorra simultaneidade entre consumo e tarifa, ou seja, variações no consumo podem afetar os custos de distribuição que por sua vez impactam as tarifas. Quando a suposição de exogeneidade estrita não é válida, Wooldridge (2002) sugere entre outras soluções a utilização de variáveis instrumentais para que os estimadores sejam consistentes. As regras regulatórias do setor são exploradas como instrumento neste estudo.

Para que uma variável seja um instrumento, duas propriedades tem que ser satisfeitas. As variáveis instrumentais não podem estar correlacionadas com o erro, isto é,  $Cov(z_i, \varepsilon_i) = 0$  e além disso, é necessário que os instrumentos sejam correlacionados com a variável endógena, ou seja,  $Cov(z_i, x) \neq 0$ .

Assim, a elasticidade preço do consumidor foi estimada através de variáveis instrumentais para resolver o problema de endogeneidade. As regressões foram estimadas pelo método de Mínimos Quadrados em Dois Estágios (MQ2E) e os três instrumentos utilizados são as datas dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTP), as datas de Reajuste Anual (RA) e a Tarifa de Energia (TE). Para a variável do Reajuste Anual foi definida uma *dummy* igual a 1 caso este já tenha ocorrido no ano. Já para as Revisões, foi definida uma *dummy* igual a 1 caso naquela data, para determinada distribuidora, o ciclo esteja em vigor.

### 8.1. Ciclo de Revisão Tarifária Periódica e Reajuste Anual

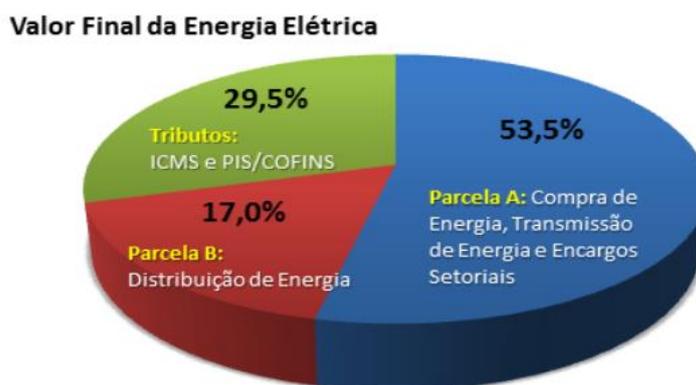
As regras a serem seguidas pelas concessionárias são definidas nos contratos de concessão. Desta forma, possuem uma data específica para a ocorrência do reajuste anual, chamada ‘Data de Aniversário’ e um período definido para cada ciclo de revisão ocorrendo de forma geral a cada quatro anos, porém existem casos de ciclos que duram cinco anos. Tanto a data de revisão como a periodicidade do reajuste são previamente definidos.

O Reajuste Anual é realizado com o objetivo de reestabelecer o poder de compra das empresas de distribuição. Na data é definido um reajuste que compense os custos não gerenciáveis<sup>17</sup>, chamados Parcela A. Estes consistem, por exemplo, em custos incorridos com compra de energia e são integralmente repassados aos consumidores. Já os custos gerenciáveis<sup>18</sup>, investimentos e depreciação, são chamados Parcela B. Estes são custos inerentes à atividade de distribuição e podem ser influenciados e controlados pelas práticas gerenciais das companhias. São reajustados pela inflação (IGP-M ou IPCA) e deduzido um Fator X estabelecido na revisão tarifária, que tem como objetivo promover a modicidade tarifária, ao estimar ganhos de produtividade e repassa-los ao consumidor. A Figura 13 apresenta a composição da tarifa de energia e especifica as parcelas A e B. Através do processo de RA pretende-se garantir o reequilíbrio econômico-financeiro da distribuidora. O cálculo do reajuste anual segue a expressão abaixo:

$$RA = \frac{\text{Parcela } A_1 + \text{Parcela } B_0 \times (\Delta IGP \pm \text{Fator } X)}{\text{Receita Anual}_0}$$

*Fator X = Ganho de produtividade + Qualidade do serviço + Trajetória de custos operacionais*

**Figura 13 - Composição da Tarifa de Energia**



*Fonte: Entendendo a Tarifa – ANEEL*

<sup>17</sup> Custos Não gerenciáveis consistem basicamente nos custos relacionados aos encargos, impostos, custos de transmissão e o custo da energia comprada.

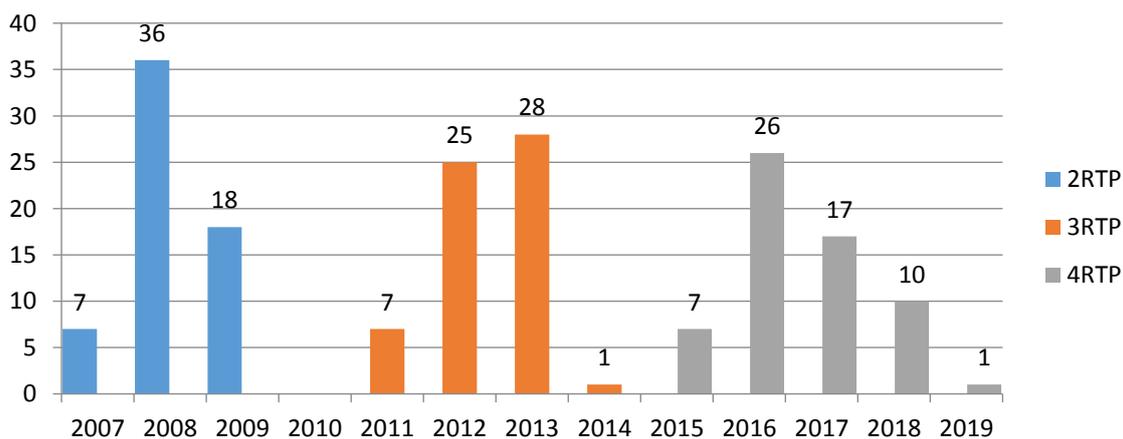
<sup>18</sup> Custos Gerenciáveis consistem basicamente no uso do sistema de distribuição e na remuneração da concessionária.

Já no caso do Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, é redefinido o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos. Este mecanismo visa preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e transfere eventuais ganhos de eficiência ao consumidor. Em cada ciclo, parâmetros que compõe a tarifa são estabelecidos e utilizados para todas as distribuidoras. Assim, em um mesmo ciclo as regras que regem a revisão não variam entre as companhias, entretanto a variação da tarifa não é igual para todas as distribuidoras, pois além dos parâmetros comuns a todas, existem componentes específicos de cada uma como, por exemplo, DEC<sup>19</sup> e FEC<sup>20</sup> que são indicadores operacionais. A revisão tarifária tem como objetivo repassar ao consumidor os ganhos de eficiência das companhias. Esta estrutura incentiva a redução dos custos das distribuidoras de forma a se tornarem cada vez mais eficientes.

O primeiro ciclo de revisão foi realizado entre 2003 e 2006, o segundo entre 2007 e 2010, em seguida o terceiro compreendeu o período de 2011 até 2014. Atualmente estamos no quarto período de revisão, que se iniciou em 2015 e vai durar até 2018. O início de cada ciclo por distribuidora está especificado na Tabela 10 em anexo.

A Figura 14 apresenta o número de distribuidoras que realizaram as Revisões Periódicas em cada ano. As oscilações no número de distribuidoras ocorrem, pois os ciclos podem variar entre cada concessionária, podendo ser de quatro ou cinco anos.

**Figura 14 - Ciclos de Revisão Tarifária Periódica**



*Fonte: Elaboração própria*

<sup>19</sup>Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal.

<sup>20</sup>Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora (residência, comércio, indústria e etc.).

## 8.2. Tarifa de Energia

A tarifa é composta pela TUSD e pela TE, entretanto para o instrumento foram segregados esses componentes e capturados apenas o efeito da TE que consiste majoritariamente no custo com a compra de energia, transporte referente à Itaipu, perdas na rede de transmissão e encargos setoriais.

A compra de energia pode ser realizada por meio de dois tipos de contratos: por quantidade e por disponibilidade. No primeiro o risco de entrega da energia é atribuído ao gerador e o preço é definido ex-ante. No segundo, geralmente realizado com usinas termelétricas, é feito um pagamento fixo mensal e outro variável em função do custo com combustível.

Assim, como parte do custo de compra de energia é fixado com antecedência e outra parte consiste em um valor pré-estabelecido, a parcela variável está relacionada a falta de chuvas e consequente acionamento das usinas térmicas. Também relacionado ao custo com termelétricas o ESS tem como objetivo aumentar a estabilidade e confiabilidade da oferta de energia. Desta forma, pela segurança energética, uma parcela deste encargo consiste na cobrança pelo acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito.

Além do custo com compra de energia citado, fazem parte da TE alguns encargos. O Encargo de Energia de Reserva (ERR) é destinado aos custos com contratação de energia reserva. Esta consiste na energia, contratada mediante leilões, que visa aumentar a segurança no fornecimento do SIN. Outro encargo é Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D\_EE) que serve para estimular pesquisas relacionadas à energia elétrica e uso sustentável dos recursos para geração.

Desta forma, a parcela variável da TE consiste nos custos incorridos devido às condições climáticas, quando ocorre o acionamento de térmicas para preservar o nível dos reservatórios.

### 8.3. Regressão

Definida a estratégia empírica e os instrumentos, as regressões estimadas estão especificadas abaixo. Antes cabe mencionar que para efeito desse estudo o resultado mais relevante é em termos de taxa e não de nível, e neste caso a literatura recomenda uma abordagem através do uso de logaritmo. Ao usar o log natural é possível impor um efeito percentual constante entre a tarifa e o consumo e assim obter um modelo de elasticidade constante. Além disso, algumas características das distribuidoras e de tempo podem afetar o consumo e a tarifa, os dados em painel permitem controlar efeitos fixos de distribuidora, mês e ano.

De forma genérica as equações a serem estimadas são:

i. Primeiro Estágio

$$\ln(T)_{i,m} = \alpha_0 + \sum \alpha_1 Z_{i,m} + \Phi_d + \Phi_a + \Phi_m + \varepsilon_{1i,m} \quad (\text{I})$$

Onde  $\ln(T)_{i,m}$  corresponde ao logaritmo da tarifa de fornecimento de energia elétrica da distribuidora  $i$  no mês  $m$ ;  $Z_{i,m}$  é o conjunto de variáveis instrumentais;  $\Phi_d$  é o efeito fixo da distribuidora;  $\Phi_a$  é o efeito fixo de ano;  $\Phi_m$  é o efeito fixo de mês e  $\varepsilon_{1i,m}$  é o erro idiossincrático.

ii. Segundo Estágio

$$\ln(C)_{i,m} = \beta_0 + \beta_1 \ln(T)_{i,m} + \alpha_d + \alpha_a + \alpha_m + \varepsilon_{2im} \quad (\text{II})$$

Onde  $\ln(C)_{i,m}$  corresponde ao logaritmo do consumo de energia elétrica per capita da distribuidora  $i$  no mês  $m$ ;  $\ln(T)_{i,m}$  é o logaritmo das tarifas instrumentado por  $Z_{i,m}$ ;  $\alpha_d$  é o efeito fixo da distribuidora;  $\alpha_a$  é o efeito fixo de ano;  $\alpha_m$  é o efeito fixo de mês e  $\varepsilon_{2i,m}$  é o erro idiossincrático. O valor encontrado para  $\beta_1$  é a elasticidade preço do consumo residencial.

## 9. Resultados

Nesta seção são apresentados os resultados das estimações especificadas no capítulo anterior. Primeiramente serão observados os resultados do primeiro estágio, em sequência os de segundo estágio e posteriormente foram acrescentados testes de robustez.

### 9.1. Resultados Base

A Tabela 6 apresenta os resultados da estimação do primeiro estágio. Na composição desta, foram utilizados diferentes arranjos dos instrumentos. Na primeira coluna são apresentados os coeficientes considerando como instrumento apenas os Ciclos de Revisão Tarifária Periódica. A segunda coluna agrega além das Revisões o instrumento logaritmo da Tarifa de Energia. A terceira especificação utiliza as Revisões e os Reajustes Anuais. Por fim a última coluna é estimada com a junção dos três instrumentos Reajuste, Revisão e Tarifa de Energia.

Para as revisões, os resultados apresentam coeficientes negativos e significativos ao nível de significância de 1%, indicando que as revisões reduzem a tarifa de energia das distribuidoras. Esse resultado reflete o objetivo da revisão que é repassar ao consumidor os ganhos de eficiência das concessionárias. A cada ciclo de revisão é esperado uma redução das tarifas que reflitam o ganho de eficiência dos custos da distribuidora.

No caso dos Reajustes Anuais os coeficientes são positivos. Esse efeito reforça o objetivo do reajuste anual que consiste em repassar ao consumidor os custos de forma a manter o poder de compra das distribuidoras.

Por fim, pode-se observar que a TE afeta positivamente a tarifa de energia, apresentando coeficiente positivo e significativo ao nível de significância de 1%.

Os resultados observados para os três instrumentos em questão validam a restrição de inclusão destes. O próximo passo será a validação do impacto da tarifa sobre o consumo de energia.

**Tabela 6 – Regressão Primeiro Estágio: Efeito dos instrumentos (CRTP, RA e TE) na Tarifa Total de Fornecimento**

Variável dependente	Revisão	Revisão e TE	Revisão e Reajuste	Revisão Reajuste e TE
	(1)	(2)	(3)	(4)
	ln Tarifa	ln Tarifa	ln Tarifa	ln Tarifa
RTP2	-0.112*** (0.0133)	-0.0937*** (0.0123)	-0.0895*** (0.0120)	-0.0800*** (0.0115)
RTP3	-0.165*** (0.0172)	-0.150*** (0.0158)	-0.126*** (0.0160)	-0.128*** (0.0151)
RTP4	-0.159*** (0.0352)	-0.150*** (0.0328)	-0.119*** (0.0437)	-0.132*** (0.0400)
RA2006			0.00384 (0.00875)	0.0148* (0.00874)
RA2007			-0.00686 (0.0133)	-0.0291** (0.0121)
RA2008			0.0671*** (0.0137)	0.0511*** (0.0131)
RA2009			0.0285** (0.0125)	0.0202* (0.0116)
RA2010			0.0138 (0.00925)	0.0200** (0.00860)
RA2011			0.0317** (0.0147)	0.0171 (0.0137)
RA2012			0.0145 (0.0175)	0.00442 (0.0157)
RA2013			0.0140 (0.0200)	0.00164 (0.0174)
RA2014			0.0839*** (0.0143)	0.0586*** (0.0127)
RA2015			0.0650*** (0.0161)	0.0478*** (0.0137)
lnTE		0.190*** (0.0396)		0.185*** (0.0393)
Constant	5.724*** (0.0104)	4.812*** (0.188)	5.736*** (0.0107)	4.840*** (0.187)
Observations	8,052	8,052	8,052	8,052
R-squared	0.605	0.674	0.627	0.690
Number of dist	61	61	61	61
Efeito Fixo Mês, Ano e Distribuidora	Sim	Sim	Sim	Sim
r2_o	0.361	0.397	0.370	0.403

Nota: Os coeficientes foram estimados utilizando dados em painel mensais de 2005 a 2015 por distribuidora. A variável dependente é o logaritmo da tarifa de energia. As colunas apresentam coeficientes OLS instrumentados por (1) Revisão, (2) Revisão e TE, (3) Revisão e Reajuste, (4) Revisão Reajustes e TE. Os erros padrões robustos são apresentados entre parênteses.

Significância:\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

A Tabela 7 mostra o comportamento do consumo em resposta a alterações nas tarifas. Os coeficientes são negativos e significativos ao nível de significância de 1%, revelando que um aumento na tarifa reduz o consumo. A elasticidade preço do consumidor varia entre -0,146 e -0,223.

Da mesma forma que no primeiro estágio, o segundo foi realizado com diferentes especificações de instrumentos. Na primeira coluna é utilizada apenas a Revisão, na segunda uma combinação de Revisão e TE, na terceira são utilizados os mecanismos de Revisão e Reajuste Anual e por fim, na última coluna são utilizados os três instrumentos.

Os resultados encontrados para as elasticidades preço do consumidor estão em linha com os resultados apresentados em Schutze (2015). No estudo, Schutze utiliza dados até 2013 e estima uma elasticidade preço de -0,153 quando instrumentado apenas pela revisão.

**Tabela 7 – Regressão Segundo Estágio: Efeito da Tarifa Total de Fornecimento sobre o Consumo Residencial**

	Revisão	Revisão e TE	Revisão e Reajuste	Revisão Reajuste e TE
	(1)	(2)	(3)	(4)
Variável dependente	ln Consumo	ln Consumo	ln Consumo	ln Consumo
lnTotal_tarifa	-0.156*** (0.0464)	-0.146*** (0.0263)	-0.223*** (0.0360)	-0.162*** (0.0244)
Constant	-0.671** (0.261)	-0.730*** (0.148)	-0.296 (0.203)	-0.638*** (0.138)
Observations	8,052	8,052	8,052	8,052
Number of dist	61	61	61	61
Efeito Fixo Mês, Ano e Distribuidora	Sim	Sim	Sim	Sim
r2_o	0.780	0.781	0.779	0.780

Nota: Os coeficientes foram estimados utilizando dados em painel mensais de 2005 a 2015 por distribuidora. A variável dependente é o logaritmo do consumo de energia residencial B1. As colunas apresentam coeficientes 2SLS instrumentados por (1) Revisão, (2) Revisão e TE, (3) Revisão e Reajuste, (4) Revisão Reajustes e TE. Os erros padrões robustos são apresentados entre parênteses.

Significância:\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

## 9.2. Testes de Robustez

Foram realizados testes de robustez com a finalidade de capturar eventuais diferenças no comportamento do consumo que não tenham sido mitigados pela inclusão dos efeitos fixos. A Tabela 8 apresenta estes testes.

O primeiro teste consiste em adicionar uma variável de vendas de eletrodomésticos, como uma *proxy* de aumento de eletrodomésticos nos domicílios, o que provocaria maior consumo de energia. Através do Índice de Vendas de Eletrodomésticos disponibilizado pelo IBGE, e utilizando a regressão com os instrumentos de Revisão e Reajuste, o coeficiente estimado é -0,219, próximo ao resultado base encontrado -0,223. Com o início das bandeiras tarifárias em 2015, foi adicionado como segundo teste, uma *dummy* igual a um para os meses que a bandeira estava vigorando. O resultado da estimação, -0,203 também nos leva a um coeficiente próximo ao já estimado.

O terceiro teste utiliza a massa salarial, índice divulgado pelo Banco Central, como Proxy da renda mensal dos consumidores. O resultado passa de -0,223 para -0,222 sem alteração de significância.

A energia armazenada nos reservatórios é incluída como teste uma vez que pode influenciar o consumo por meio das condições pluviométricas. Essas condições podem ser diferentes ao longo do tempo e entre as regiões do país. Os dados mensais de armazenamento do consumo em MW estão disponíveis no site do ONS. Nesta estimação o coeficiente varia de -0,223 para -0,212 sem alteração de significância.

**Tabela 8 - Testes de Robustez**

Variáveis de Teste	Vendas	Bandeira Tarifaria	Massa Salarial	Armazenamento Reservatórios
	(1)	(2)	(3)	(8)
Variável dependente	ln Consumo	ln Consumo	ln Consumo	ln Consumo
lnTotal_tarifa	-0.219*** (0.0366)	-0.203*** (0.0367)	-0.222*** (0.0360)	-0.212*** (0.0351)
Constant	-0.608** (0.241)	-0.408** (0.207)	-1.194 (1.104)	-0.497*** (0.191)
Observations	8,052	8,052	8,052	8,052
Number of dist	61	61	61	61
Efeito Fixo Mes Ano Dist	Sim	Sim	Sim	Sim
r2_o	0.779	0.780	0.779	0.781

Nota: Os coeficientes foram estimados utilizando dados em painel mensais de 2005 a 2015 por distribuidora. A variável dependente é o logaritmo do consumo de energia residencial B1. As colunas apresentam coeficientes 2SLS instrumentados por reajustes anuais e revisões periódicas. Os erros padrões robustos são apresentados entre parênteses. Significância:\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Além do teste acima, foi realizado outro estudo que considera a tarifa deflacionada através do Índice de Preços ao Consumidor Amplo. Os resultados, apresentados na Tabela 9 são muito semelhantes ao estimado nas regressões base. A elasticidade considerando a primeira especificação, instrumentada pela Revisão, passa de -0,156 para -0,154 sem alteração de significância.

**Tabela 9 - Teste de Robustez com a tarifa deflacionada**

	Revisão (1)	Revisão e TE (2)	Revisão e Reajuste (3)	Revisão, Reajuste e TE (4)
Variável dependente	ln Consumo	ln Consumo	ln Consumo	ln Consumo
ln_Tarifa_deflacionada	-0.154*** (0.0462)	-0.147*** (0.0266)	-0.204*** (0.0368)	-0.154*** (0.0248)
Constant	-0.683*** (0.259)	-0.723*** (0.150)	-0.403* (0.207)	-0.685*** (0.140)
Observations	8,052	8,052	8,052	8,052
Number of dist	61	61	61	61
Efeito Fixo Mes Ano Dist	Sim	Sim	Sim	Sim
r2_o	0.780	0.780	0.779	0.780

Nota: Os coeficientes foram estimados utilizando dados em painel mensais de 2005 a 2015 por distribuidora. A variável dependente é o logaritmo do consumo de energia residencial B1. As colunas apresentam coeficientes 2SLS instrumentados por (1) Revisão, (2) Revisão e TE, (3) Revisão e Reajuste, (4) Revisão Reajustes e TE. Os erros padrões robustos são apresentados entre parênteses.

Significância:\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

## 10. Conclusão

Este estudo teve como objetivo analisar o comportamento do consumo residencial de energia elétrica em resposta a alterações nas tarifas. Para isso, foi calculada a elasticidade preço do consumo e esta revelou que uma redução na tarifa tem como consequência o aumento no consumo.

Assim, especialmente em um período de escassez de chuvas, as políticas para o setor deveriam estimular o consumo ainda mais consciente da energia. Ao reduzir as tarifas, o governo colocou em risco o fornecimento de energia elétrica país.

As medidas adotadas pelo governo durante a crise estão sendo pagas pelos consumidores através das tarifas. Estas tinham como objetivo solucionar o problema de curto prazo e deixaram de lado problemas estruturais do setor como, por exemplo, a dependência dos recursos hídricos. Ao longo dos próximos anos será necessário repensar o setor e promover soluções para que os problemas como estes enfrentados recentemente não voltem a acontecer.

O setor elétrico é um segmento base da economia com influência sobre a população, a indústria e a dinâmica do país. Estudar sobre este setor, possibilita aprimorar a regulação que, ao longo dos anos deve ser revisada e eventualmente adaptada para melhor atender as necessidades de crescimento do consumo, alterações climáticas ou questões ambientais.

As análises apresentadas neste trabalho podem auxiliar na formulação de políticas públicas mais eficientes e estimar o efeito de sua aplicação. Como sugestão para pesquisas futuras, o estudo sobre as demais classes de consumo pode permitir o desenvolvimento de políticas mais eficazes. Além disso, a constante atualização do atual trabalho permite acompanhar mudanças no perfil do consumo.

Conforme apresentado neste estudo a elasticidade preço do consumidor residencial no Brasil estimada em  $-0,156$  permite concluir a ineficiência da política de redução de tarifas no ano de 2013. Além disso, reforça a importância e eficácia na adoção do sistema de bandeiras tarifárias.

## 11. Bibliografia

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 35/2015, Fevereiro 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 323/2015, Dezembro 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 41/2016, Fevereiro 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. ANEEL define Revisão Tarifária Extraordinária de distribuidoras. Notícia. 27 de fev. 2015. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=8418&id\\_area=90](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8418&id_area=90)> – Acesso em Março 2016.

COELCE. Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro, Janeiro 2015 – Disponível em: <[http://ri.coelce.com.br/conteudo\\_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=38201](http://ri.coelce.com.br/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=38201)> – Acesso em Fevereiro 2016.

COSTELLINI, C. e Hollanda, L. *Setor Elétrico: Da MP 579 ao Pacote Financeiro. Informativo de Energia* – FGV Energia. 2014.

DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS – DIEESE. *Comportamento das tarifas de energia elétrica no Brasil*. Nota Técnica nº 147, Agosto 2015.

SCHUTZE, Amanda. *A Demanda de Energia Elétrica no Brasil*. 2015.120 f. Tese de Doutorado – Faculdade de Economia. Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro.

SCHUTZE, Amanda. *Efeitos da Regulação no Custo de Aquisição de Energia Elétrica no Brasil*. 2010.97 f. Dissertação de Mestrado – Fundação Getúlio Vargas -FGV - Escola de Pós Graduação em Economia , Rio de Janeiro.

SILVA, Bruno. *Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no Contexto Econômico Nacional: Uma análise histórica e econométrica de longo prazo*. 2011. 162 f. Dissertação de Mestrado – Universidade de São Paulo (EP-FEA-IEE-IF), São Paulo.

TOLMASQUIM, Mauricio T. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, 2011. SYNERGIA.

WERNECK, Rogério. Texto Para Discussão N° 373: *Privatização do setor elétrico: especificidades do caso brasileiro, maio 1997*. Departamento de Economia PUC-Rio.

WOOLDRIDGE, Jeffrey. *Introdução à Econometria – Uma Abordagem Moderna*. São Paulo. Cengage Learning, 2011.

## 12. Anexo

**Tabela 10 - Datas de Aniversário e Ciclos de Revisão por Distribuidora**

Concessionária	Data	Intervalo	1CRTP	2CRTP	3CRTP	4CRTP
AESSUL	19/abr	5	2003	2008	2013	2018
AME	28/nov	4	2005	2009	2013	2017
AMPLA	15/mar	5	2004	2009	2014	2019
BANDEIRANTE	23/out	4	2003	2007	2011	2015
BOAVISTA	28/nov	4	2005	2009	2013	2017
CAIUA	10/mai	4	2004	2008	2012	2016
CEAL	28/out	4	2005	2009	2013	2017
CEB	22/out	4	2004	2008	2012	2016
CEEE	21/nov	4	2004	2008	2012	2016
CELESC	22/ago	4	2004	2008	2012	2016
CELG	22/out	4	2005	2009	2013	2017
CELPA	07/ago	4	2003	2007	2011	2015
CELPE	29/abr	4	2005	2009	2013	2017
CELTINS	04/jul	4	2004	2008	2012	2016
CEMAR	28/ago	4	2005	2009	2013	2017
CEMAT	08/abr	5	2003	2008	2012	2016
CEMIG	28/mai	5	2003	2008	2013	2018
CEPISA	28/out	4	2005	2009	2013	2017
CERON	20/dez	4	2005	2009	2013	2017
CFLM	22/mar	4	2004	2008	2012	2016
CFLO	29/jun	4	2004	2008	2012	2016
CHESP	22/nov	4	2004	2008	2012	2016
CJE	22/mar	4	2004	2008	2012	2016
CLFSC	22/mar	4	2004	2008	2012	2016
CNEE	10/mai	4	2004	2008	2012	2016
COCEL	09/nov	4	2004	2008	2012	2016
COELBA	22/abr	5	2003	2008	2013	2018
COELCE	22/abr	4	2003	2007	2011	2015
COOPERALIANÇA	29/ago	4	2005	2009	2013	2017
COPEL	24/jun	4	2004	2008	2012	2016
COSERN	22/abr	5	2003	2008	2013	2018
CPEE	22/mar	4	2004	2008	2012	2016
CPFLPAULISTA	22/mar	5	2003	2008	2013	2018
CPFLPIRATININGA	23/out	4	2003	2007	2011	2015
CSPE	22/mar	4	2004	2008	2012	2016
DEMEI	22/jul	4	2005	2009	2013	2017
DMED	22/nov	4	2004	2008	2012	2016
EBO	04/fev	4	2005	2009	2013	2017
EDEVP	10/mai	4	2004	2008	2012	2016
EEB	10/mai	4	2004	2008	2012	2016
EFLJC	29/ago	4	2004	2008	2012	2016
EFLUL	29/ago	4	2004	2008	2012	2016
ELEKTRO	27/ago	4	2003	2007	2011	2015
ELETROACRE	20/dez	4	2005	2009	2013	2017
ELETROCAR	22/jul	4	2005	2009	2013	2017

Concessionária	Data	Intervalo	1CRTP	2CRTP	3CRTP	4CRTP
ELETROPAULO	04/jul	4	2003	2007	2011	2015
ELFSM	22/ago	4	2004	2008	2012	2016
EMG	22/jun	4	2004	2008	2012	2016
ENERSUL	08/abr	5	2003	2008	2013	2018
ENF	22/jun	4	2004	2008	2012	2016
EPB	28/ago	4	2005	2009	2013	2017
ESCELSA	07/ago	3	2004	2007	2010	2013
ESE	22/abr	5	2003	2008	2013	2018
FORCEL	26/ago	4	2004	2008	2012	2016
HIDROPAN	22/jul	4	2005	2009	2013	2017
IGUACU	29/ago	4	2004	2008	2012	2016
LIGHT	07/nov	5	2003	2008	2013	2018
MUXFELDT	22/jul	4	2005	2009	2013	2017
RGE	19/jun	5	2003	2008	2013	2018
SULGIPE	22/mai	4	2004	2008	2012	2016
UHENPAL	22/mai	4	2005	2009	2013	2017