



**Danilo Febroni Baptista**

**Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no  
Brasil: Análise crítica e proposição metodológica**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Reinaldo Castro Souza

Co-orientador: Prof. Rodrigo Flora Calili

Rio de Janeiro  
Setembro de 2016



**Danilo Febroni Baptista**

**Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no  
Brasil: Análise crítica e proposição metodológica**

Dissertação apresentada como requisito parcial para  
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-  
Graduação em Metrologia da PUC-Rio. Aprovada pela  
Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Reinaldo Castro Souza**

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

**Prof. Rodrigo Flora Calili**

Coorientador

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PUC-Rio

**Prof. Fernando Luiz Cyrino Oliveira**

Departamento de Eng. Industrial – PUC-Rio

**Dr<sup>a</sup> Gheisa Roberta Telles Esteves**

Departamento de Eng. Industrial – PUC-Rio

**Dr. Lucca Zamboni**

Bandeirante Energia S.A.

**Prof. Márcio da Silveira Carvalho**

Coordenador Setorial de Pós-Graduação  
do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 23 de setembro de 2016.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Danilo Febroni Baptista**

Formado em Ciência da Computação pela Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, Espírito Santo, Brasil em 2010. Trabalha na EDP Escelsa no Centro Integrado de Medição.

#### Ficha Catalográfica

Baptista, Danilo Febroni

Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no Brasil: Análise crítica e proposição metodológica / Danilo Febroni Baptista ; orientador: Reinaldo Castro Souza ; co-orientador: Rodrigo Flora Calili. – 2016.  
129 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Centro Técnico Científico, Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), 2016.  
Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Metrologia. 3. Tarifa branca. 4. Perfil de curva de carga. 5. Clusterização. 6. Modulação. I. Souza, Reinaldo Castro. II. Calili, Rodrigo Flora. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Centro Técnico Científico. Programa de Pós-Graduação em Metrologia. (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação). IV. Título.

CDD: 389.1

Aos meus pais, Sidney (*in memoriam*) e Silvia, pela minha vida e por não terem dispensado esforços em minha formação acadêmica e pessoal.

A minha esposa Claudia, com amor e gratidão, pelo apoio incondicional, pela compreensão de minhas ausências e pelas palavras de carinho e incentivo.

A minha filha Maria Luisa, que nasceu durante esse projeto e que, com tão pouco tempo de vida, já me ensina o valor de prezar cada momento.

A dedicação do autor.

## Agradecimentos

Ao programa de P&D da ANEEL, pelo financiamento deste mestrado.

A EDP Escelsa, por permitir e apoiar o desenvolvimento deste trabalho.

Aos orientadores Reinaldo Castro Souza e Rodrigo Flora Calili, pelos ensinamentos, paciência, dedicação e sabedoria.

Aos colegas da EDP, em especial da Medição e Centro Integrado de Medição, pelo constante aprendizado, discussões e apoio.

Aos colegas da Metrologia da PUC-RJ, pela agradável convivência ao longo desses dois anos e pelos ensinamentos constantes.

A colega Gheisa Roberta Telles Esteves, por todo apoio, tempo dispensado e por compartilhar informações imprescindíveis para esta pesquisa.

O agradecimento sincero do autor

## Resumo

Baptista, Danilo Febroni; Souza, Reinaldo Castro (orientador). Calili, Rodrigo Flora (co-orientador). **Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no Brasil: Análise crítica e proposição metodológica**. Rio de Janeiro, 2016. 129p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Essa dissertação de mestrado teve dois objetivos principais. O primeiro foi avaliar a metodologia atual de determinação de preços para tarifa branca de energia elétrica. O segundo foi propor uma nova metodologia, baseada na simulação e otimização do parâmetro  $kz$ , com a inserção de variáveis voltadas para a observação do equilíbrio econômico e financeiro da tarifa, a modicidade tarifária. De acordo com a estrutura tarifária brasileira, a tomada de decisão equivocada no tocante à regulamentação da tarifa branca poderá acarretar em consequências deletérias para a tarifa de energia, caso sejam concedidos benefícios indevidos a consumidores, ou por outro lado, ser uma barreira impeditiva para a migração, que causaria o fracasso da nova modalidade. Para o desenvolvimento do trabalho foi utilizada uma metodologia de clusterização das curvas de carga por tipo e desenvolvido uma metodologia baseada em parâmetros da regulamentação atual e variáveis fundamentadas em experiências internacionais de tarifação horo-sazonal na baixa tensão. A aplicação da metodologia foi realizada pela simulação do parâmetro  $kz$ , com a obtenção das respectivas tarifas (fora de ponta, intermediária e ponta), para cada  $kz$  simulado foram calculadas as variáveis do modelo por tipologia e, na sequência, realizada a otimização da variável  $kz$  pela observação dos resultados consolidados das tipologias do subgrupo. Concluiu-se com esse estudo que a metodologia atual não observa parâmetros relevantes para a determinação dos preços da tarifa branca e que as distorções possuem maior impacto absoluto no subgrupo residencial e maior impacto relativo na classe industrial. A metodologia proposta demonstrou-se consistente na obtenção das relações de preços da tarifa branca e, oportunamente, poderá contribuir para o aprimoramento da nova modalidade tarifária.

## Palavras-chave

Metrologia; tarifa branca; perfil de curva de carga; clusterização; modulação.

## Abstract

Baptista, Danilo Febroni; Souza, Reinaldo Castro (orientador). Calili, Rodrigo Flora (co-orientador). **Structure of electricity white tariff in Brazil: critical analysis and proposal of methodology.** Rio de Janeiro, 2014. 129p. MSc Dissertation - Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This Master's thesis has two main goals. The first is to assess the current method for determining the electrical energy “white tariff” prices. The second is to propose a new methodology based on simulation and optimization of the “kz” parameter with the inclusion of new variables, aiming at the economic and financial balance of the tariff, considering the fact that its adoption by the utility clientes is not at all compulsory. According to the Brazilian tariff structure, making wrong decision regarding the regulation of the white tariff may result in harmful consequences not only for the energy tariff, but also for the distribution utility. To develop the thesis it was used a clustering methodology by type of load curves and applied parameters based on international experiences that has used such kind of tariff. The methodology was carried out by simulation of the “kz” parameter, obtaining the white tariffs, for each simulated “kz” value. the model variables by type were then calculated. Finally, the optimal “kz” value was obtained by observing the consolidated results of the subgroup typologies. It is concluded from this study that the current methodology does not consider relevant parameters for the determination of the white tariffs prices and that distortions have greater absolute impact on residential subgroup and greater relative impact on the industrial class. The proposed methodology proved to be consistent in getting the price ratios of the white tariff and, in due course, can contribute to the improvement of the new tariff structure.

## Keywords

Metrology; white tariff; load profile; clustering; modulation.

## Sumário

1. Introdução	14
1.1. Definição do problema de pesquisa	16
1.2. Motivação	17
1.3. Objetivo	18
1.4. Metodologia	19
1.5. Estrutura do documento	21
2. Redes elétricas inteligentes e medição inteligente	22
2.1. As redes elétricas inteligentes	22
2.2. A Medição inteligente	25
2.3. Contexto internacional	28
2.4. Contexto nacional	30
2.5. Considerações finais	37
3. Tarifação de energia elétrica e os sistemas de medição	40
3.1. Tarifação de energia elétrica no Brasil	40
3.2. Modalidades de tarifas no Brasil	41
3.3. A tarifa branca	44
3.3.1. O histórico da regulamentação da tarifa branca	49
3.3.2. O início do assunto	51
3.3.3. A primeira rodada da regulamentação	53
3.3.4. A segunda rodada da regulamentação	55
3.3.5. A terceira rodada da regulamentação	56
3.3.6. Considerações	59
3.4. Modalidades de tarifas no mundo	61
3.4.1. Tarifas fixas (Flat Rate)	61
3.4.2. Tarifas por blocos crescentes ou decrescentes (Inclining/ Declining Block Rates)	62
3.4.3. Tarifas por tempo de utilização (Time of use - TOU)	64
3.4.4. Tarifas com preço de ponta crítica (Critical Peak Pricing - CPP)	65
3.4.5. Tarifação em tempo real (Real Time Pricing - RTP)	67
3.5. Os medidores de energia para a tarifa branca	68
4. Metodologia	77
4.1. Definição dos Consumidores-tipo	77
4.2. Metodologia proposta	83
4.2.1. Etapa 1 – Simulação da variável kz	85
4.2.2. Etapa 2 – Cálculo das tarifas	86
4.2.3. Etapa 3 – Variáveis e parâmetros da metodologia	89
4.2.3.1. Receita na tarifa convencional	90
4.2.3.2. Receita na tarifa branca	91
4.2.3.3. Participação da tipologia no subgrupo	92
4.2.3.4. Modulação requerida	92
4.2.3.5. Adesão da tipologia	93
4.2.3.6. Variação da receita da distribuidora	94
4.2.3.7. Demanda retirada da ponta	94
4.2.3.8. Receita retribuída ao sistema	95
4.2.3.9. Capacidade de modulação	95



4.2.3.10. Custo médio de expansão	99
4.2.4. Etapa 4 – Consolidação dos resultados	99
4.2.5. Considerações	100
5. Resultados	101
5.1. Apresentação dos resultados	101
5.2. Aplicação da metodologia	101
5.2.1. Definição dos consumidores-tipo	102
5.2.2. Tarifas homologadas da distribuidora	104
5.2.3. Parâmetros utilizados para distribuidora	105
5.2.4. Aplicação da metodologia	106
5.2.5. Avaliação dos resultados	109
5.2.6. Avaliação dos kz homologados na metodologia atual	110
5.3. Aplicação da metodologia para outras distribuidoras	111
5.3.1. CEMAR	112
5.3.2. AMPLA	115
6. Conclusões	119
6.1. Principais pontos da discussão	120
6.2. Sobre os resultados	121
6.3. Considerações e estudos futuros	122
7. Referências bibliográficas	124

## Lista de figuras

Figura 1.1 – Delimitação da pesquisa	19
Figura 1.2 – Desenho da pesquisa	20
Figura 2.1 – Arquitetura do modelo de redes inteligentes	24
Figura 2.2 – Medidor inteligente InovGrid EDP	26
Figura 2.3 – Perdas não técnicas por distribuidora	32
Figura 2.4 – Indicadores de continuidade Brasil	33
Figura 2.5 – Oferta interna de energia elétrica por fonte	34
Figura 2.6 – Consumo de eletricidade por população	35
Figura 3.1 – Comparativo entre a tarifa branca e a convencional	48
Figura 3.2 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD	50
Figura 3.3 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE	50
Figura 3.4 – Composição da modalidade tarifária branca	51
Figura 3.5 – Exemplo de perfis de curva de carga dos subgrupos residencial (B1) e demais classes (B3) e correspondentes <i>kz</i>	56
Figura 3.6 – Consumidores-tipo do subgrupo B1	57
Figura 3.7 – Exemplo de Tarifa convencional	62
Figura 3.8 – Exemplo de tarifa por bloco decrescente e crescente (Preço da tarifa x Consumo)	63
Figura 3.9 – Exemplo de tarifa por tempo de uso (TOU)	64
Figura 3.10 – Exemplo de tarifa CPP	65
Figura 3.11 – Exemplo de tarifa CPR ou PTR	67
Figura 3.12 – Exemplo de tarifa RTP	67
Figura 4.1 – Etapas de caracterização da carga	77

Figura 4.2 – Etapas do processo de caracterização da carga	78
Figura 4.3 – Definição da amostra	78
Figura 4.4 – Níveis de estratificação da amostra	79
Figura 4.5 – Terceiro nível de estratificação da amostra – SDBT	80
Figura 4.6 – Procedimento de validação das medições	83
Figura 4.7 – A metodologia	85
Figura 5.1 – Composição do Mercado Cativo de Baixa Tensão (%)	101
Figura 5.2 – Consumidores-tipo residencial dia útil	102
Figura 5.3 – Consumidores-tipo comercial dia útil	103
Figura 5.4 – Consumidores-tipo industrial dia útil	103
Figura 5.5 – Aplicação da metodologia para o subgrupo residencial da EDP Escelsa	106
Figura 5.6 – Aplicação da metodologia para o subgrupo comercial da EDP Escelsa	107
Figura 5.7 – Aplicação da metodologia para o subgrupo industrial da EDP Escelsa	107
Figura 5.8 – Aplicação da metodologia para o subgrupo residencial da EDP Escelsa (gráfico ampliado)	108

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Projetos piloto de REI no Brasil	36
Tabela 2.2 – Benefícios da implantação das redes inteligentes	38
Tabela 3.1 – Tarifas comparativas A4 Grupo A EDP Escelsa	42
Tabela 3.2 – Subgrupos do grupo B	45
Tabela 3.3 – Feriados nacionais	46
Tabela 3.4 – Contribuições à Audiência Pública	58
Tabela 4.1 – Tarifas homologadas CEMAR	86
Tabela 4.2 – Tarifas obtidas no processo de simulação	88
Tabela 4.3 – Dados de medição do consumidor-tipo 1 Subgrupo B1 CEMAR	90
Tabela 4.4 – Exemplo de custos médios CEMAR 2013	99
Tabela 5.1 – Tarifas EDP Escelsa Grupo B	104
Tabela 5.2 – Custos médios de expansão EDP Escelsa	105
Tabela 5.3 – Parâmetros da metodologia	106
Tabela 5.4 – Resultado das variáveis do modelo	109
Tabela 5.5 – Tarifas resultantes	110
Tabela 5.6 – Resultado das variáveis para os <i>kz</i> homologados	110
Tabela 5.7 – Comparação das tarifas homologadas x simuladas	111
Tabela 5.8 – Parâmetros CEMAR	113
Tabela 5.9 – Resultado da metodologia CEMAR	113
Tabela 5.10 – Observação das variáveis para os <i>kz</i> homologados CEMAR	114
Tabela 5.11 – Comparação das tarifas homologadas x simuladas CEMAR	114

Tabela 5.12 – Parâmetros AMPLA	115
Tabela 5.13 – Resultado da metodologia AMPLA	116
Tabela 5.14 – Observação das variáveis para os kz homologados AMPLA	116
Tabela 5.15 – Comparação das tarifas homologadas x simuladas AMPLA	117

## 1. Introdução

Os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica vêm passando por fortes transformações tecnológicas no mundo, motivadas pelo crescente aumento da demanda e pela necessidade de melhoria de indicadores de qualidade e eficiência operacional. Esse conceito amplo de transformações tecnológicas, que abrange toda a estrutura do sistema elétrico, vem sendo denominado de redes elétricas inteligentes (*smart grids*).

O desenvolvimento das redes elétricas inteligentes não se trata apenas de uma inovação tecnológica, mas sim de uma nova infraestrutura que deve ser planejada e implementada sobre uma estrutura já existente, de forma a se atingirem os objetivos desejados (Farhangi, 2010).

Contextualmente é possível dividir as redes elétricas inteligentes em três grandes blocos, sendo o primeiro relacionado à geração, transmissão e distribuição de energia, onde nesse bloco o principal desafio é melhorar a qualidade da energia, provendo uma maior confiabilidade ao sistema. O segundo bloco relacionado ao sistema de medição, que deve ser inteligente a ponto de suportar toda a transformação desejada. E o terceiro bloco voltado para o consumo, que deve ser gerenciável de tal forma que permita uma postura ativa do consumidor. A ligação desses blocos por uma sólida e segura camada de infraestrutura de telecomunicação e tecnologia da informação proporcionará aos atores as informações necessárias para os novos conceitos e funcionalidades que se espera nos projetos de redes elétricas inteligentes.

Os projetos de redes inteligentes vêm se consolidando pelo mundo. Em 2014 a União Europeia catalogou 459 projetos em 47 países, totalizando um investimento de 3,15 bilhões de euros. No Brasil, tem-se um cenário incipiente, com poucos projetos em curso, desenvolvidos por distribuidoras de energia em caráter experimental, com recurso limitado de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Dentre os principais fatores que colaboram para o atraso no cenário brasileiro, está a falta de regulamentação específica para reconhecer o investimento, um baixo consumo médio de energia da população e uma matriz

energética pouco poluente. O contraponto é que no Brasil os projetos devem ser motivados por altos índices de perdas técnicas e não técnicas, além da oportunidade de melhoria dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia.

Além dos diversos benefícios para o controle e operação do sistema elétrico, as redes inteligentes despertam novos produtos e funcionalidades para os consumidores.

Do ponto de vista do consumidor, abre-se um leque de novos serviços que exigirão uma postura mais ativa de sua parte, um melhor entendimento dos seus hábitos de consumo e um maior poder de análise para tomadas de decisões. Esses novos serviços dependem de uma infraestrutura de medição avançada que permitirá ao consumidor o gerenciamento em tempo real do seu consumo de energia elétrica, o acionamento e desligamento remoto de cargas da sua residência e, talvez o mais relevante indutor dessas ações, a possibilidade de escolher entre diferentes tarifas ou preços de energia ao longo do dia (Limberger, 2014).

Em 2010 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou as discussões a respeito de uma tarifa horosazonal para os consumidores de baixa tensão no Brasil, de caráter não compulsório, denominada tarifa branca. A resolução normativa sofreu várias alterações até chegar a sua versão atual em 2014, contudo, por questões metrológicas dos medidores não foi possível iniciar a sua aplicação de imediato. No final de 2015, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) determinou os requisitos técnicos metrológicos para os medidores de energia e em 2016 foi homologado o primeiro medidor inteligente no Brasil, que estaria apto à aplicação da tarifa branca.

Ao se oferecer essa nova estrutura tarifária, o objetivo da ANEEL é o de incentivar o uso mais eficiente do sistema elétrico, tendo a sinalização de preços como mecanismo indutor da modulação de carga, cobrando-se mais caro para o uso da energia em horários nos quais esta é mais demandada (Limberger, 2014). Com isso, espera-se como resultado da inserção da tarifa branca que os benefícios financeiros concedidos, referente à energia mais barata consumida no horário fora de ponta, sejam compensados pela menor demanda no horário de ponta e,

consequentemente, a postergação dos investimentos na infraestrutura de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Essa dissertação apresenta uma abordagem conceitual das redes inteligentes, medição inteligente e estrutura tarifária de energia elétrica do Brasil, possui como objetivo avaliar a regulamentação vigente, que determina as relações de preços da tarifa branca, e também, com base nas distorções observadas, propor uma nova metodologia para determinação das relações de preços dos postos horários, visando um equilíbrio econômico e financeiro da tarifa de energia, também conhecido como modicidade tarifária<sup>1</sup>.

### 1.1.

#### **Definição do problema de pesquisa**

No cenário atual de inserção de uma nova modalidade tarifária para os consumidores de baixa tensão (BT) do Brasil, que historicamente sempre tiveram uma única opção, dá-se origem a questão principal dessa dissertação: “a metodologia atual de determinação das relações de preços da tarifa branca causará algum desequilíbrio à modicidade tarifária?”. Com base na resposta da pergunta será proposta uma nova metodologia buscando o equilíbrio econômico e financeiro para o sistema tarifário de energia elétrica do Brasil.

Além da questão principal, essa dissertação também trás desdobramento para as questões específicas que serão abordadas ao longo do trabalho:

- Existem classes de consumo (residencial, comercial ou industrial) que, de uma forma geral, se beneficiarão do modelo sem a necessidade de modulação de suas cargas?
- Existirá um desequilíbrio econômico e financeiro na tarifa global, com a migração para a tarifa branca de consumidores que são diretamente beneficiados sem a necessidade de modulação? Qual a ordem desse desequilíbrio?

---

<sup>1</sup> Tarifas módicas, próximas do custo, um dos pilares do novo modelo do setor elétrico brasileiro (Lei nº. 10.848/2004).



- Caso haja os desequilíbrios citados nas questões anteriores e tomando por base que a tarifa de energia elétrica no Brasil é regulamentada, quais serão as consequências?
- Quais perfis de carga são diretamente beneficiados pela migração para a tarifa branca sem a necessidade de modulação, ou seja, terão benefícios financeiros, mas não trarão a retribuição para o sistema de distribuição de energia?

Para responder as questões anteriores serão observados projetos de tarifação horosazonal em países que já praticam essa modalidade na baixa tensão, principalmente, no tocante à capacidade de modulação<sup>2</sup> dos consumidores quando incitados por sinais tarifários distintos. Também será desenvolvido um modelo que irá verificar quais as classes de consumidores que serão diretamente beneficiadas pela tarifa branca sem a necessidade de modulação, ou seja, sem a devida retribuição ao sistema de transmissão e distribuição de energia.

E por fim, caso o desequilíbrio do modelo atual seja comprovado, será realizada uma proposição metodológica, para a determinação dos preços da tarifa branca, buscando o equilíbrio econômico e financeiro da tarifa, isso implica no desafio de auferir as tarifas justas para cada classe de consumo, ou seja, aquela classe que possui maior capacidade de modulação no horário de ponta poderá ter uma tarifa branca fora de ponta mais atrativa, frente à tarifa convencional regulamentada.

## **1.2. Motivação**

A escolha do tema foi motivada pela relevância e abrangência da tarifa branca no contexto atual. Em Dezembro de 2015 o Brasil possuía 76,8 milhões de unidades consumidores (ANEEL, 2016) de baixa tensão que, em sua grande maioria, pois algumas classes como: baixa renda e iluminação, são excluídas da opção pela tarifa branca, poderão ser afetadas pela regulamentação vigente.

---

<sup>2</sup> Deslocamento do consumo de uma faixa horária para outra cuja energia possui uma tarifa menor.

Outro fator importante para a decisão do tema foi a possibilidade dessa dissertação contribuir para o arcabouço bibliográfico nacional e internacional. Como o tema é recente no Brasil a literatura possui uma lacuna que, em partes, poderá ser preenchida por essa dissertação no intuito de contribuir, principalmente, para a disseminação do conceito da tarifa branca para a academia e para a sociedade.

Além dos dois importantes fatores mencionados nos parágrafos acima, outra grande motivação é a possibilidade de contribuir no modelo da regulamentação vigente da tarifa branca, no intuito de proporcionar ao regulador uma alternativa de determinação dos preços que ocasione um impacto positivo para o modelo, consequentemente para a modicidade tarifária e para a sociedade brasileira.

No âmbito acadêmico o tema está consoante com a linha de pesquisa de redes inteligente do Programa de Pós-Graduação em Metrologia para Qualidade e Inovação (Pós-MQI) na PUC-Rio, e espera-se com essa dissertação despertar o interesse de novos pesquisadores no desenvolvimento de trabalhos futuros que poderão contribuir no preenchimento das lacunas da bibliografia nacional e internacional, não só referente à tarifa branca, como também, dos diversos desafios proporcionados pelas redes inteligentes.

No âmbito profissional essa dissertação é um dos produtos e resultados derivados do projeto de pesquisa e desenvolvimento “*Inovcity*” das distribuidoras de energia EDP Escelsa e EDP Bandeirante. O projeto visa à implantação de duas cidades inteligentes nas cidades de Aparecida (São Paulo) e Domingos Martins (Espírito Santo), cujo objetivo é observar o comportamento dos consumidores diante das novas opções tarifárias disponíveis, como a tarifa branca e o pré-pagamento.

### **1.3. Objetivo**

Consoante com o cenário atual de entrada da tarifa branca, como uma nova opção tarifária para o mercado de baixa tensão, são objetivos dessa dissertação:

- i. Discutir com profundidade e visão analítica a metodologia de cálculo vigente no tocante à relação dos preços da tarifa branca.
- ii. Propor aprimoramentos através de uma metodologia alternativa, refletindo uma relação de preços para a tarifa branca que indique um equilíbrio entre a perda de receita com as migrações e a postergação dos investimentos no sistema de distribuição.

#### 1.4. Metodologia

A delimitação da pesquisa foi baseada em três pilares de acordo com a Figura 1.1:

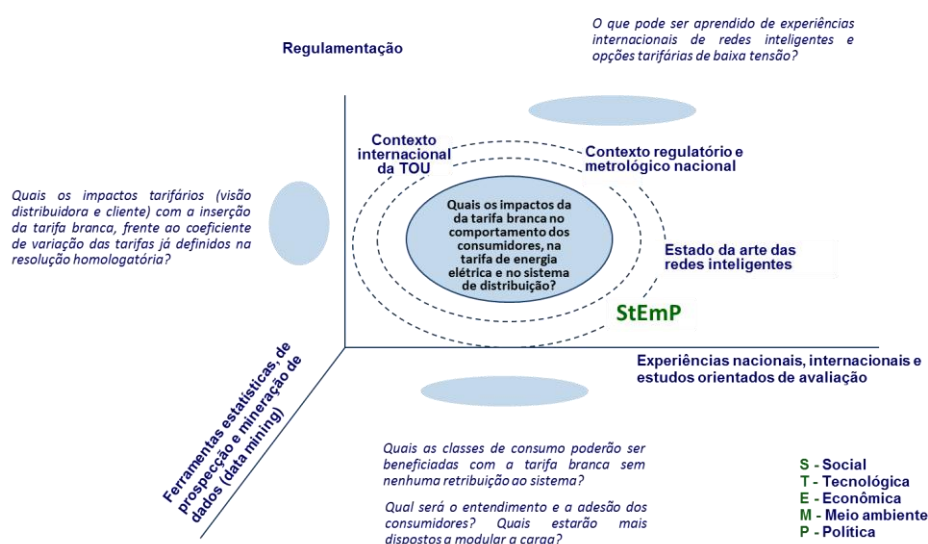


Figura 1.1 – Delimitação da pesquisa  
Fonte: Elaboração própria

1. **Regulamentação:** para o entendimento do problema foi feita uma pesquisa exploratória da documentação normativa, observado o histórico das regulamentações, desde a abertura da primeira audiência pública até a última revisão da resolução normativa. Essa etapa da pesquisa foi, principalmente, realizada nas bibliotecas virtuais da ANEEL, Governo Federal e Inmetro.

2. Pesquisa bibliográfica: ampla pesquisa nas bases de dados para o entendimento do estado da arte das redes elétricas inteligentes, medição inteligente e casos de aplicação de tarifação horosazonal na baixa tensão em outros países.
3. Ferramentas de apoio: pesquisa de ferramentas que pudesse suportar a volumetria de dados utilizados, oferecendo técnicas de manipulação otimizada.

A metodologia da pesquisa foi baseada na taxonomia proposta por Vergara (Vergara, 2007), que aborda a classificação da pesquisa em dois critérios: quanto aos fins e aos meios.

Quanto aos fins a pesquisa foi classificada como descritiva, pois descreve as características claras de uma população; metodológica, pois utiliza a parte descritiva para a análise e manipulação dos dados; aplicada, pois há contribuição e geração de conhecimento com a aplicação prática.

Quanto aos meios a pesquisa foi classificada como bibliográfica, devido ao trabalho de pesquisa realizado nas bases de dados; experimental, por uma clara manipulação das variáveis que estão relacionadas com o objeto do estudo e por buscar o entendimento da metodologia atual através de métodos estatísticos e orientados. Por fim, essa pesquisa pode ser classificada como de natureza mista com predominância quantitativa, e foi dividida em três fases, conforme :

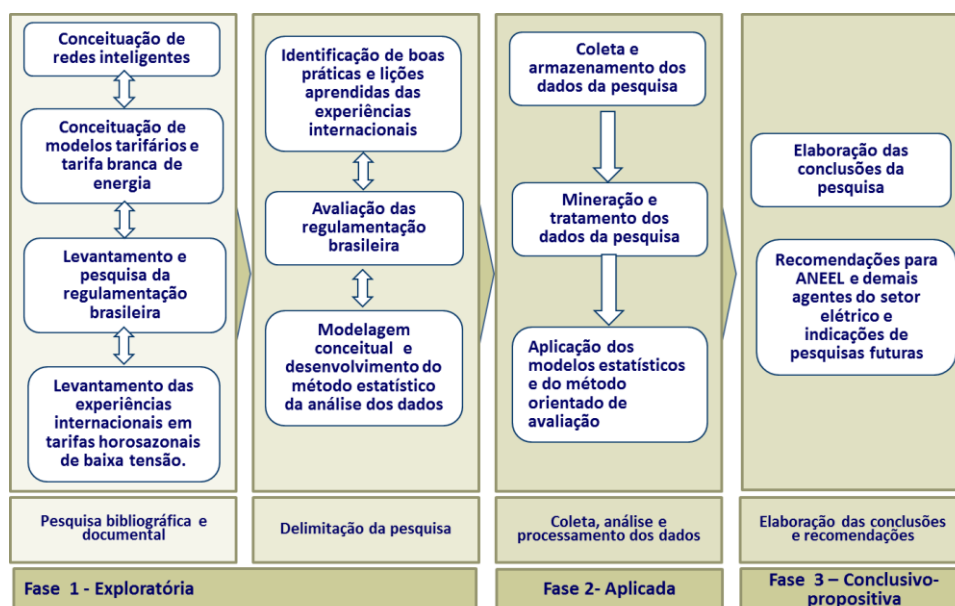


Figura 1.2. – Desenho da pesquisa  
Fonte: Elaboração própria

## 1.5. Estrutura do documento

A dissertação é composta por seis capítulos. O **Capítulo 1** apresenta o contexto do assunto, a definição do problema da pesquisa, a motivação pela escolha do tema, os objetivos a serem alcançados e a metodologia aplicada.

No **Capítulo 2** é abordada uma contextualização ampla das redes elétricas inteligentes e da medição inteligente. Foi realizada uma atualização bibliográfica do tema pelas principais bases de dados e apresentado as recentes experiências nacionais e internacionais, com contribuições relevantes para o objeto da pesquisa.

Em seguida, o **Capítulo 3** possui caráter histórico e traz o arcabouço regulatório da tarifação de energia elétrica no Brasil. Nesse capítulo foi realizada uma breve introdução da estrutura tarifária, conceituando os principais componentes da tarifa. Foi realizada uma pesquisa bibliográfica sobre as modalidades tarifárias aplicadas no contexto internacional e, na sequência, introduzido à tarifa branca, com sua contextualização, desafios e histórico da regulamentação.

Após o referencial teórico é detalhada a metodologia da pesquisa no **Capítulo 4**, foi aprofundado o contexto da caracterização da carga, com a descrição detalhada da metodologia de obtenção das curvas de carga dos consumidores-tipo. Também, encontra nesse capítulo a discussão sobre a metodologia adotada.

O **Capítulo 5** contempla os resultados, inicialmente foi realizada uma rodada de aplicação da metodologia, de forma detalhada, para melhor compreensão. Na sequência, a metodologia proposta foi aplicada em outras distribuidoras e realizada uma comparação da metodologia atual com a proposta, mensurado os impactos e discutido os principais pontos de aprimoramento.

Finalizando o trabalho, são apresentados no **Capítulo 6** as conclusões e as recomendações para possíveis trabalhos futuros.

## 2.

### Redes elétricas inteligentes e medição inteligente

Nesse capítulo serão realizadas contextualizações dos temas redes elétricas inteligentes e medição inteligente, no intuito de oferecer a base teórica que irá subsidiar o objetivo da pesquisa. As redes elétricas inteligentes abarcam uma vasta gama de produtos, funcionalidades e tecnologias e, como o objetivo dessa dissertação não é aprofundar a pesquisa nesse tema, esse capítulo tem como objetivo oferecer uma revisão atual da literatura, demonstrando o estado da arte no cenário nacional e internacional.

#### 2.1.

##### As redes elétricas inteligentes

O termo *smart grid*, redes inteligentes ou redes elétricas inteligentes (REI), passou a ser mais comumente utilizado a partir de 2005, com a publicação do artigo “Toward a *Smart grid*”, elaborado por S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, na revista “IEEE Power and Energy Magazine” (Amin & Wollenberg, 2005). Dr. Massoud Amin é considerado por muitos o “pai do *smart grid*” por ter sido pioneiro nas pesquisas e no desenvolvimento de redes inteligentes e infraestruturas de autorrecuperação durante seu mandato no Electric Power Research Institute (EPRI), em 1998, liderando o desenvolvimento de 24 tecnologias transferidas à indústria (Limberger, 2014).

A rede inteligente é um modelo que integra um sistema de comunicação e aferição digital com a rede tradicional de energia elétrica, automatizando o controle do sistema. Com isso, trata-se não apenas de um sistema de potência, mas também de informações. A rede suporta um monitoramento em tempo real e técnicas para aumentar sua tolerância a falhas e possibilitar previsão de eventos na rede (Silva, 2016).

Uma rede elétrica inteligente é uma rede que integra o comportamento e as ações de todos que estão conectados a ela - geradores, consumidores e aqueles que fazem ambos (consomem e também geram energia) - de forma a garantir um sistema elétrico economicamente eficiente e sustentável com baixas perdas e altos

níveis de qualidade e segurança no suprimento (European Commission Task Force for Smart Grids, 2010).

Segundo o NIST<sup>3</sup>, *smart grid* é uma rede inteligente que utiliza tecnologia digital para melhorar a confiabilidade, segurança e eficiência (econômica e energética) do sistema elétrico desde a geração em grande escala, passando pela transmissão e distribuição até o consumidor final e um crescente número de recursos de geração distribuída e de armazenamento de energia. O texto consta no Relatório de Sistemas de Redes Inteligentes, do Departamento de Energia do governo americano (DoE) e é baseado no “*Energy Independence and Security Act*” de 2007 (DoE, 2012).

Em âmbito nacional, o Ministério de Ciências, Tecnologia e Inovação (MCTI) através da Portaria MME nº 440/2010 criou um grupo de trabalho com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para implementação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – “*smart grid*” e atribuiu ao Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) a coordenação de um estudo para subsidiar a inserção do tema REI na política de ciências, tecnologia e inovação (CT&I), que definiu o tema como: redes elétricas inteligentes podem ser compreendidas como a rede elétrica que utiliza tecnologia digital avançada, para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real, com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final. A implementação da REI possibilita uma gama de novos serviços, abrindo a possibilidade de novos mercados (CGEE, 2012).

É possível observar uma convergência nas definições dos autores no tocante à tecnologia, através da inserção de equipamentos digitais que permitirão o controle e monitoramento das grandezas elétricas e, também, proporcionar a oferta de novos produtos e serviços para os consumidores. A Figura 2.1 ilustra uma arquitetura integrada de um projeto de redes inteligentes, exaltando a proximidade da geração à carga, a inserção de fontes renováveis na matriz

---

<sup>3</sup> *National Institute of Standards and Technology* (Instituto Nacional de Padronização e Tecnologia). Referência internacional no desenvolvimento de padronização.

elétrica, a utilização de veículos elétricos e a redundância no abastecimento da energia.



Figura 2.1 - Arquitetura do modelo de redes inteligentes  
Fonte: (3M, 2016)

Como em qualquer projeto que demande investimento, o intuito é estabelecer uma relação “ganha-ganha”, que torne a tecnologia viável economicamente para os investidores e traga benefícios para a sociedade. No Brasil, os investimentos realizados pelos agentes do setor elétrico são avaliados pela ANEEL e, quando prudentes, repassados para a tarifa de energia, ou seja, para os consumidores.

O primeiro passo para que os projetos de redes inteligentes no Brasil comecem a receber investimentos privados e massivos dos agentes, é uma clara definição do órgão regulador quanto às condições desse investimento, ou seja, uma regulamentação que determine a “regra do jogo”. Enquanto isso, o que se percebe são ações isoladas ao invés de integradas.

Os motivadores para os investimentos em redes elétricas inteligentes podem variar de acordo com a situação econômica e a matriz energética de cada país. É possível observar nos projetos de redes inteligentes de outros países, principalmente os desenvolvidos, que os principais motivadores são: a sustentabilidade da matriz energética, a redução do consumo de energia, a redução da emissão de gases de efeito estufa (GEE) e a eficiência econômica e operacional. Enquanto que nos projetos piloto em andamento no Brasil, percebe-



se um forte viés em: qualidade do fornecimento, redução de perdas técnicas e não técnicas e redução do consumo de pico do sistema.

## 2.2. A Medição inteligente

A implementação de redes e medidores inteligentes pode ser uma possível solução para a redução da demanda de energia, gestão eficiente na geração e otimização da gestão de recursos. Os medidores inteligentes tem capacidade de realizar uma sofisticada medição, cálculos, calibração e comunicação através de *hardware* e *software*. Para interoperabilidade dentro da infraestrutura dessa rede, medidores inteligentes são projetados para realizar funções programáveis, armazenar e transmitir dados de acordo com determinados padrões (Barai, Krishnan, & Venkatesh, 2015).

Um dos primeiros passos para a implantação das redes inteligentes é a substituição dos medidores eletromecânicos ou eletrônicos por medidores inteligentes, que para se extrair seu máximo potencial devem ser inseridos em um sistema de medição avançada (*Advanced Metering Infrastructure* – AMI). Esses medidores devem ter capacidade de processamento, armazenamento e comunicação, infraestrutura para comunicação bidirecional e *software* de aplicação, permitindo a aquisição automática de dados em intervalos de tempo configurável, envio de dados (comando e controle) remotamente para o medidor e sistema de gerenciamento, oferecendo recursos, tais como: gerenciamento de ativos, informação de segurança e análise de dados. Além disso, devem permitir integração com dispositivos domésticos também inteligentes (CGEE, 2012).

A base de toda inovação tecnológica da medição inteligente está na possibilidade de comando e monitoramento em tempo real dos medidores, o que é suportado pelo AMI. A primeira quebra de paradigma proporcionada pelos novos equipamentos é a possibilidade de se obter diversas leituras por dia, ao invés de uma única leitura por mês, como ocorre na medição convencional. A Figura 2.2. – Medidor inteligente InovGrid EDP, ilustra um exemplo de medidor inteligente, utilizado pela distribuidora Energias de Portugal (EDP), em seu projeto de cidade

inteligente em Évora (Portugal). Além da metrologia convencional esses medidores também possuem:

- Corte e religação remoto;
- Medição em quatro quadrantes ou bidirecional;
- Qualidade de energia;
- Status do fornecimento (ligado/desligado);
- Detecção de fraude (lógica e física);
- Tarificação dinâmica;
- Redes domésticas (*HAN – Home Area Network*);
- Identificação de falta de tensão;
- Cálculo de indicadores de qualidade de energia;
- Algoritmos de segurança da informação.



Figura 2.2. – Medidor inteligente InovGrid EDP  
Fonte: EDP Distribuição, 2014.

Essa gama de funcionalidades irá possibilitar o aumento da eficiência operacional dos agentes do setor elétrico, principalmente das distribuidoras de energia, prover novos produtos e serviços aos consumidores e atender aos requisitos já regulamentados pela ANEEL, como a micro e mini geração distribuída (MMGD) e a tarifa branca. Cabe destacar que, com a medição inteligente, os consumidores poderão conhecer e gerenciar o seu consumo em

tempo real, utilizando aplicativos que poderão oferecer o cadastramento de metas de consumo e informações de hábitos que poderão incentivar uma efetiva eficiência energética.

Considerando um cenário de redes inteligentes é fundamental que haja sistemas computacionais para armazenar, analisar e disponibilizar informações geradas pelos medidores. Dada à complexidade e volumetria das informações, as distribuidoras de energia têm criado os Centros de Controle da Medição (CCM), que fazem a gestão dos equipamentos, sistemas e informações através de sistemas robustos denominados *Metering Data Management* – (MDM), ou seja, sistemas que gerenciam os dados de medição e integram as informações com outros sistemas das companhias.

O início das discussões a respeito dos critérios a serem adotados para aplicação da medição inteligente no Brasil se deu com a Nota Técnica n.º 44/2010 (ANEEL, 2010), referente à Audiência Pública nº 43/2010, que iniciou o processo de regulamentação dos sistemas de medição de energia elétrica para unidades consumidoras de baixa tensão. Após o processo de contribuição dos agentes do setor elétrico, a ANEEL regulamentou através da Resolução Normativa (REN) 502 de 2012 (ANEEL, 2012), os sistemas de medição eletrônica para essas unidades consumidoras. Essa regulamentação foi motivada, principalmente, pela necessidade de adequação dos sistemas de medição para atendimento a tarifa branca de energia elétrica.

Atualmente, um dos principais empecilhos à instalação dos medidores inteligentes é o seu custo e a destinação deste, se será absorvido completamente pela distribuidora ou se terá participação do consumidor, comprometendo a modicidade tarifária. O Brasil possui 72,7 milhões de unidades consumidoras das quais 61,5 milhões são da classe residencial, segundo a ANEEL, e em estudos recentes em parceria com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee, 2013), mostram que dependendo dos cenários futuros adotados, estima-se que seja possível a troca de 75 a 120 milhões de medidores até 2030, sendo que até 2020 seria realizado cerca de 38% desse objetivo (CGEE, 2012).

### 2.3. Contexto internacional

Os projetos de redes elétricas inteligentes vêm ganhando notoriedade pelo mundo, possibilitando observar resultados práticos em projetos de grande envergadura realizados em países desenvolvidos. Mesmo em um contexto econômico, social, ambiental e tecnológico diferente é importante a observação desses projetos para a incorporação do aprendizado e, principalmente, para obter resultados já consolidados que poderão subsidiar a regulamentação nacional.

A viabilidade econômica dos projetos é dependente do tipo de problema encontrado em cada região de implantação e, conseqüentemente, do motivador de cada projeto. As perdas comerciais oriundas das fraudes em sistemas de energia são, tipicamente, um problema encontrado em países subdesenvolvidos e em desenvolvimento e, esse direcionador, por exemplo, não deve ser considerado em outros países que não possuem esse tipo de problema. Já a necessidade de redução das emissões de gases de efeito estufa e material particulado com as gerações termoeletricas, devem ser uma preocupação em diversos países, a qual o Brasil não corrobora com tanto afinco, pois possui uma matriz tipicamente hidroelétrica.

Abaixo alguns motivadores para a implantação das redes inteligentes no âmbito internacional (BNDES, 2013):

- EUA
  - Agenda tecnológica para recuperação econômica;
  - Infraestrutura obsoleta;
  - Confiabilidade, segurança e eficiência do sistema;
  - Geração distribuída de energia;
  - Uso de veículos elétricos e híbridos.
- Europa
  - Integração de diversas fontes de energia renováveis;
  - Infraestrutura envelhecida;
  - Mercado monopolista *versus* mercado competitivo;
  - Uso de veículos elétricos;

- Resposta à demanda;
- Sociedade de baixo carbono.
- Japão
  - Diversificação energética (acidentes nucleares);
  - Uso de veículos elétricos;
  - Implantação de cidades inteligentes;
  - Sociedade de baixo carbono.
- China
  - Implantação de cidades inteligentes e protagonismo mundial;
  - Eficiência energética;
  - Diversificação energética (renováveis).

É possível observar uma preocupação comum com as reduções na emissão de gases de efeito estufa e com a diversificação energética, promovendo a inserção de energias renováveis no sistema, contudo, cada país também possui sua necessidade específica.

Nos países desenvolvidos, os investimentos em redes inteligentes têm se intensificado. Nos Estados Unidos o montante destinado para as redes inteligentes foi de U\$ 8 bilhões em 99 projetos, onde o governo federal está aportando U\$ 3,4 bilhões e o restante é oriundo da iniciativa privada (BNDES, 2013).

Nos EUA como a regulação da distribuição é descentralizada, o estágio de evolução das REIs varia de acordo com os estados. A partir da aprovação ocorrida em 2008 da legislação sobre redes inteligentes, a Califórnia vem substituindo seus medidores e, segundo os dados de seu relatório, publicado em maio de 2013, houve a substituição de 97% dos medidores (aproximadamente dez milhões de unidades). Flórida, Colorado e Texas que autorizaram as distribuidoras a repassarem o custo dos medidores inteligentes para seus clientes em determinadas condições – são exemplos de estágios avançados de aplicação das REIs (BNDES, 2013).

Com base nos desafios de renovar a rede elétrica, aumentar a capacidade de geração, garantir liquidez, controlar a volatilidade de preços, implementar a interoperabilidade e a integração de fontes renováveis, o parlamento europeu fixou como meta a implantação de 80% de medidores inteligentes até 2020 (União Européia, 2011). Entretanto, vários países já se encontram em estágios avançados de implantação das redes inteligentes. Em 2014, foram catalogados 459 projetos em 47 países com média de duração dos projetos de 33 meses (União Européia, 2014).

De um modo geral, a Europa investe na instalação e utilização de fontes distribuídas e renováveis de energia, como forma de reduzir emissões e cumprir o estabelecido na agenda ambiental 20-20-20 para o ano de 2020: 20% de redução de emissões; 20% de aumento de geração renovável na matriz; 20% de economia de energia (eficiência energética) (Limberger, 2014).

No continente asiático o Japão se destaca em investimento, em abril de 2010, quatro cidades japonesas foram selecionadas, para investirem cerca de 18,2 bilhões de ienes (cerca de US\$ 180 milhões) em projetos pilotos (Ling, 2012).

## **2.4.**

### **Contexto nacional**

Os projetos de redes inteligentes no Brasil vêm sendo realizados por algumas distribuidoras de energia no âmbito de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), contudo ainda de forma incipiente. Algumas medidas isoladas e programas de incentivo foram criados pelo governo federal e pela ANEEL na tentativa de impulsionar os investimentos no setor, porém, o arcabouço regulatório do tema ainda não provê a segurança necessária para investimentos privados e projetos de grande abrangência.

Esse processo começou em 2008, com a ANEEL já discutindo junto à sociedade a implantação de infraestrutura avançada de medição – uma parte pontual do assunto *smart grid*, mas um primeiro passo. A partir de 2010, o assunto redes inteligentes passou a ser discutido de forma mais abrangente pelo

governo brasileiro, por meio de iniciativas do MME e do MCTI. O MME coordenou um grupo técnico interministerial, criado pela Portaria nº. 440, de 15 de abril de 2010, prevendo a criação de um grupo de trabalho com o objetivo de analisar e identificar as ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente - “*smart grid*” (Limberger, 2014).

O início das discussões na ANEEL a respeito dos critérios a serem adotados para aplicação da medição inteligente no Brasil se deu com a Nota Técnica n.º 44/2010 (ANEEL, 2010), referente à Audiência Pública nº 43/2010, que iniciou o processo de regulamentação dos sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras de baixa tensão. Após o processo de contribuição dos agentes do setor elétrico, a ANEEL regulamentou através da Resolução Normativa (REN) 502 de 2012 (ANEEL, 2012), os sistemas de medição eletrônica para essas unidades consumidoras. Essa regulamentação foi motivada, principalmente, pela necessidade de adequação dos sistemas de medição para atendimento a tarifa branca de energia elétrica.

Além dos aspectos regulatórios não definidos, existem mais dois pontos a serem observados. O primeiro é quanto à tecnologia existente, pois é preciso avaliar se os equipamentos e sistemas estão adequados às particularidades do país. O segundo ponto é quanto à viabilidade econômica dos projetos, dadas às premissas regulatórias, tarifárias, econômicas e sociais que devem ser levadas em consideração.

Por meio do estudo realizado pelo CGEE, identificou-se como principais motivadores para investimentos em redes inteligentes no Brasil, a melhoria da qualidade do serviço de energia e a redução de perdas – segundo a ANEEL, as perdas não técnicas anuais calculadas (principalmente devido ao furto de energia) correspondem a 8,7% da energia produzida no país, o equivalente a produção da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio, no Rio Madeira, com potência de 3.580 MW e previsão para iniciar operação em 2015 (ANEEL, 2010b).

Dentre os fatores que colaboram para a viabilidade dos projetos de redes inteligentes no Brasil é possível destacar:

- Elevado índice de perdas não técnicas

As perdas totais ou globais são calculadas pela diferença entre a energia total e a energia medida pelas distribuidoras. As perdas técnicas são conhecidas e oriundas do transporte da energia desde a geração até as unidades consumidoras. As perdas não técnicas são calculadas pela diferença entre as perdas totais e a perda técnica e corresponde, quase que em sua totalidade, pelas fraudes de energia. A Figura 2.3 demonstra a relevância do indicador pelos altos índices de perdas não técnicas.

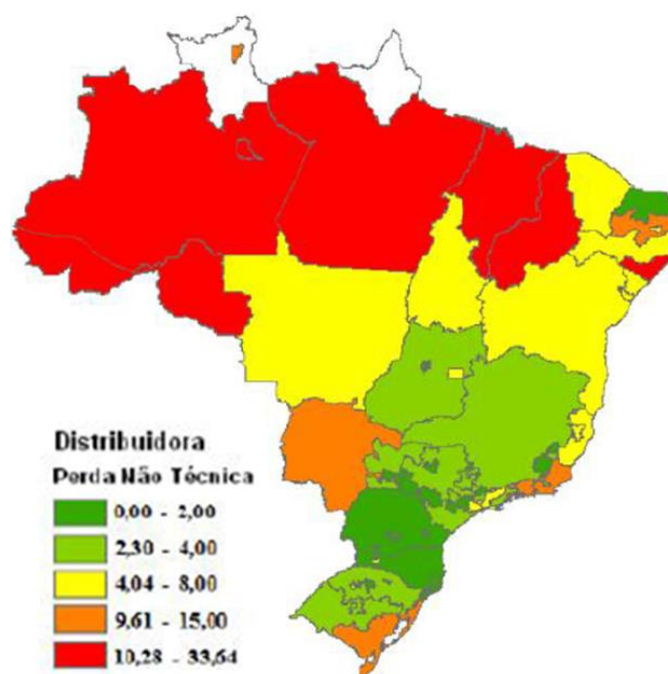


Figura 2.3 – Perdas não técnicas por distribuidora

Fonte: (ANEEL, 2011)

- Elevado índice de interrupções

No Brasil as distribuidoras de energia possuem metas de qualidade de fornecimento estabelecida em indicadores pela ANEEL. O DEC é um indicador que demonstra a duração média equivalente de interrupção por unidade consumidora. É o Intervalo de tempo que, em média, no período de



apuração, em cada unidade consumidora do conjunto<sup>4</sup> considerado, ocorreu descontinuidade no fornecimento de energia elétrica. Já o FEC mede a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora. Indica quantas vezes, em média, houve interrupção no fornecimento de energia, num determinado período. Conforme Figura 2.4, em 2015 no Brasil, em média, as interrupções totalizaram 18,59 horas em 9,86 vezes por unidade consumidora.



Figura 2.4 – Indicadores de continuidade Brasil  
Fonte: (ANEEL, 2016)

As distribuidoras que tiveram a medição dos indicadores acima do limite estabelecido pela ANEEL são penalizadas pela agência e devem ressarcir os clientes afetados pela violação do indicador. Apesar da melhora no FEC, percebe-se uma estabilidade do DEC muito acima da meta limite estabelecida pela ANEEL. Isso provoca uma discussão no sentido de ou as metas não estão exequíveis ou há uma ineficiência nas ações de combate das distribuidoras, incluindo a falta de investimentos necessários. De qualquer forma, percebe-se a necessidade de uma quebra de paradigma para a resolução dessa questão e projetos demonstram que as redes inteligentes podem contribuir consideravelmente. Enquanto isso, os indicadores de continuidade do Brasil estão muito acima dos observados em países desenvolvidos.

<sup>4</sup> Um conjunto elétrico é o agrupamento de unidades consumidoras vizinhas, conforme regras estabelecidas no PRODIST, para determinação das metas de qualidade do fornecimento.

Já os fatores que não devem contribuir de forma positiva para a viabilidade dos projetos de redes inteligentes no Brasil, são:

- Matriz elétrica brasileira

Ao contrário de outros países, a matriz elétrica brasileira é predominantemente oriunda de fontes renováveis, o que de imediato, não seria um motivador para a implantação das redes elétricas inteligentes, contudo, um viés que pode ser utilizado é a necessidade de diversificação da matriz elétrica, que atualmente é fortemente dependente das hidrelétricas. A inserção de fontes como a eólica e solar, que possuem uma forte instabilidade é um desafio que pode ser equacionado com as redes elétricas inteligentes. Enquanto a média mundial de suprimento de energia elétrica por fontes renováveis é de 20,3% (EPE, 2013), no Brasil representam 74,6%, conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015).

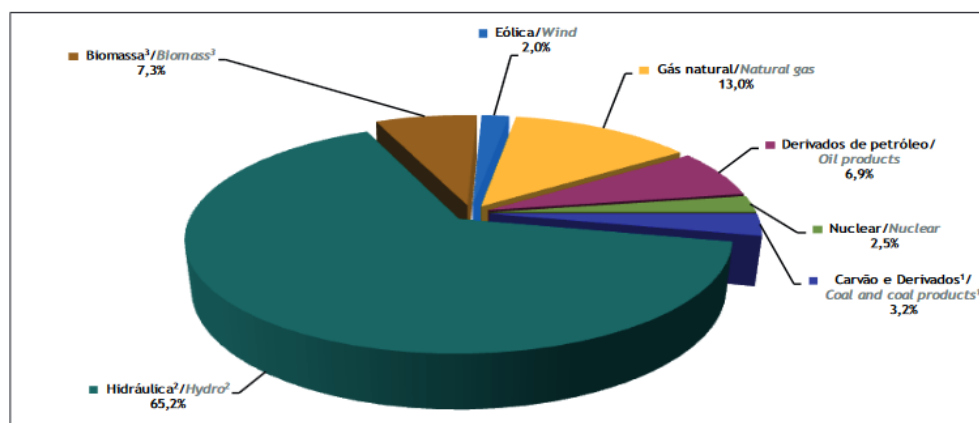


Figura 2.5 – Oferta interna de energia elétrica por fonte  
Fonte: (EPE, 2015)

- Baixo consumo médio

O baixo consumo médio de energia elétrica no Brasil deve ser um complicador na viabilidade dos projetos de redes inteligentes. De imediato, o impacto que pode ser observado é um baixo potencial médio de

eficientização energética, que é um dos principais motivadores dos projetos em outros países. A eficiência energética traz resultados positivos tanto na redução global do consumo da energia, contribuindo para as metas de sustentabilidade dos países, quanto para a redução do consumo de energia no horário de pico do sistema, demandando menores investimentos no sistema elétrico de transmissão e distribuição. Outro ponto relevante é a capacidade de absorção dos investimentos pelos consumidores, que certamente, farão parte do rateio dessa conta. Fazendo uma analogia direta e simples, como exemplo, se o custo da tecnologia por consumidor fosse de R\$ 10,00 por mês, em uma fatura de energia de R\$ 100,00 equivale a 10%, já se a fatura média de energia fosse R\$ 1.000,00 seria o equivalente a 1%, o que certamente teria um impacto menor para o consumidor e uma viabilidade maior para o projeto. Conforme Figura 2.6 da Agência de Energia Internacional (*International Energy Agency – IEA*), o Brasil possui um consumo médio por ano de 2.509 kWh, enquanto que nos EUA são 12.947 kWh e nos países pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) são 8.089 kWh.

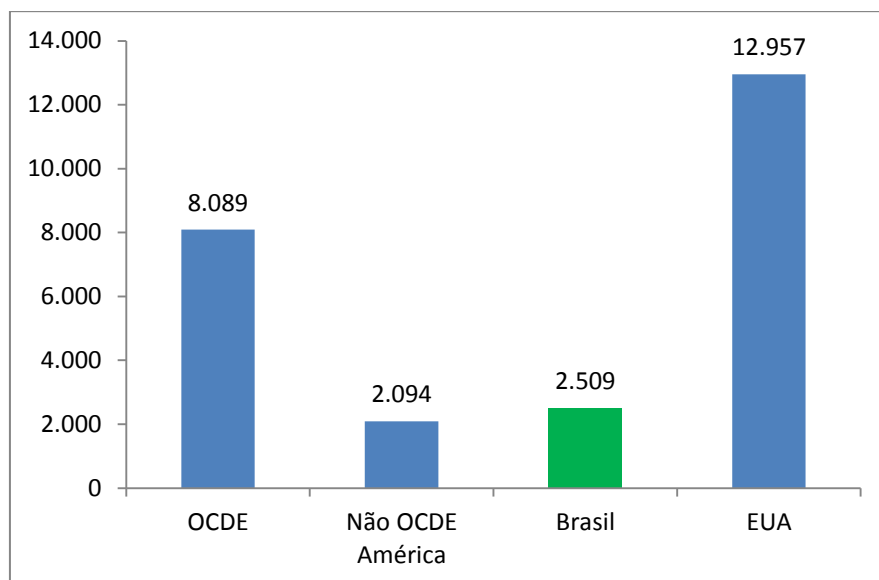


Figura 2.6 – Consumo de eletricidade por população  
Fonte: Adaptado de (IEA, 2014)

Conforme exemplificado acima, o Brasil, assim como outros países, possui pontos favoráveis à implementação das redes inteligentes, que irão contribuir

significativamente na viabilidade dos projetos, e outros que devem ser avaliados com mais cautela.

Cada país possui suas particularidades e os projetos piloto em andamento no Brasil constituem um excelente laboratório para a avaliação dos motivadores e desafios que serão enfrentados quando o cenário de expansão se iniciar no país. A Tabela 2.1 destaca os projetos piloto em andamento no Brasil.

Tabela 2.1 – Projetos piloto de REI no Brasil

<b>Instituição</b>	<b>Projeto/Local</b>	<b>Investimentos (R\$ milhões)</b>
Cemig Distribuição S/A	Projeto Cidades do Futuro (Sete Lagoas/MG)	215
Ampla Energia e Serviços S/A	Projeto Cidade Inteligente Búzios (Armação dos Búzios/RJ)	31
Light Serviços de Eletricidade S/A.	Projeto <i>Smart Grid</i> Light (Rio de Janeiro/RJ)	35
Eletrobras Amazonas Energia	Projeto Parintins (Parintins/AM)	21
AES Eletropaulo	Projeto <i>Smart Grid</i> (Barueri e outras localidades, São Paulo/SP)	18
EDP Bandeirante Energia SA	Projeto InovCity (Aparecida/SP)	10
Companhia Energética do Ceara	Projeto Cidade Inteligente Aquiraz (Fortaleza/CE)	1,66
Copel Distribuição	Paraná <i>Smart Grid</i> (Fazenda Rio Grande, Curitiba/PR)	Sem informação
Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)	Arquipélago de Fernando de Noronha (Ilha de Fernando de Noronha/PE)	Sem informação
Elektro	Projeto Smart City São Luis de Paraitinga, São Paulo	15
EDP Escelsa	Projeto InovCity (Domingos Martins/ES)	5

Fonte: Elaboração própria com base em (CGEE, 2012)

## 2.5. Considerações finais

Muitas questões ainda precisam ser equacionadas para que o Brasil receba investimentos vultosos em redes elétricas inteligentes. Parte dessas questões deverão ser respondidas pelos projetos piloto em andamento, parte a agência reguladora (ANEEL) terá que se posicionar e, juntamente com todos os atores envolvidos e afetados, como: agentes de geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumidores, constituir uma regulamentação que preserve o equilíbrio econômico das relações e incentive a penetração massiva dos investimentos. Também é fundamental a participação das entidades públicas no desenvolvimento de políticas e programas que possam incentivar o advento das redes elétricas inteligentes.

Dentre os pontos que ainda precisam ser aprofundados e resolvidos no Brasil, além dos já mencionados, é possível destacar:

- A necessidade de uma regulamentação que determine as condições para o investimento.
- O modelo de negócio para explorar os serviços e produtos das redes inteligentes.
- A maturidade da tecnologia de medição e infraestrutura de medição (AMI) para o cenário nacional.
- A percepção e aderência dos consumidores perante o novo modelo.
- Os impactos tarifários causados pelo novo modelo.

Apesar de um cenário de tantas incertezas, os benefícios que a implantação das redes inteligentes podem trazer são compensatórios e podem ser vistos na Tabela 2.2 a seguir (CGEE, 2012).

Tabela 2.2 – Benefícios da implantação das redes inteligentes

<b>Categoria do benefício</b>	<b>Benefício</b>	<b>Origem dos benefícios</b>
Econômico	Redução nos custos de eletricidade	- Melhoria no fator de carga (redução de pico de demanda) - Tarifas diferenciadas, dinâmicas e redução de preços da eletricidade - Redução de consumo de energia
	Redução dos custos de geração em função da melhoria na utilização dos ativos	- Melhoria no fator de carga (redução de pico de demanda) - Tarifas diferenciadas, dinâmicas e redução de preços da eletricidade - Redução de consumo de energia
	Redução no custo de capital da transmissão e distribuição	- Postergação de investimentos para aumento de capacidade da transmissão e distribuição - Redução de falhas nos equipamentos
	Redução nos custos de operação e manutenção da transmissão e distribuição	- Redução nos custos de operação e manutenção - Redução nos custos de leitura de medição
	Redução nos custos de restrição na transmissão	- Incremento na capacidade de transferência na transmissão sem necessidade de adicionar novas linhas de transmissão
	Redução de perdas técnicas na transmissão e na distribuição	- Melhoria da eficiência das redes de transmissão e de distribuição - Geração próxima à carga
	Redução das perdas não-técnicas	- Redução de irregularidades
Ambiental	Redução da emissão de gases de efeito estufa	- Menor consumo de eletricidade a partir da utilização de equipamentos inteligentes - Redução de perdas por meio de operação mais eficiente da transmissão e distribuição e da proximidade da geração a carga (geração distribuída) - Menor emissão na geração a partir da introdução de energias renováveis, geração mais eficiente, postergação de geração adicional, geração combinada de calor e potência - Inserção de veículos elétricos
Segurança Elétrica	Maior segurança energética por redução do consumo de óleo	- Eletricidade substituindo o uso de combustíveis por meio da difusão dos veículos elétricos
	Redução dos impactos causados por falta de energia de larga escala	- Redução de faltas de energia de larga escala

Confiabilidade e qualidade do fornecimento	Redução nos custos de interrupção de energia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Redução do número de falhas</li> <li>- Redução da duração de falhas</li> <li>- Redução de falhas extensas</li> </ul>
	Redução nos custos de interrupção de energia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Redução de falhas curtas</li> <li>- Redução de afundamentos e sobre-elevação de tensão</li> <li>- Redução de distorção harmônica</li> </ul>

Fonte: Adaptado de (CGEE, 2012)

### **3. Tarifação de energia elétrica e os sistemas de medição**

#### **3.1. Tarifação de energia elétrica no Brasil**

A tarifa de energia no Brasil segue uma regulamentação específica, é determinada pela ANEEL, por distribuidora, a cada ciclo tarifário, que pode variar de acordo com a distribuidora. Para a maioria delas ocorrem a cada quatro anos. Além desse processo conhecido como revisão tarifária periódica (RTP), anualmente ocorre um reajuste tarifário que corrige de acordo com o IGP-M<sup>5</sup>, alguns componentes da tarifa.

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 (BITU & BORN, 1993).

O processo de determinação das tarifas das distribuidoras de energia elétrica ocorre em dois estágios. Na primeira fase calcula-se a receita requerida total que a empresa poderá obter para manter seu equilíbrio econômico-financeiro no período de um ano, definindo então o nível tarifário. Na segunda, as tarifas a serem cobradas dos diversos tipos de usuários são determinadas de modo a produzir a receita almejada, supondo que os consumidores adquiram as quantidades estimadas do produto. O conjunto desses preços é denominado estrutura tarifária (FUGIMOTO, 2010).

A tarifa de energia elétrica no Brasil possui uma estrutura que varia, basicamente, em função de dois fatores: a classe econômica, como residencial, comercial, industrial, e o nível de tensão de fornecimento, como alta tensão (acima de 69 kV), média tensão (de 1 kV até 69 kV) e baixa tensão (menor que 1 kV).

---

<sup>5</sup> IGP-M: Índice Geral de Preços – Mercado, indicador de inflação divulgado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e disponibilizado no site do Banco Central, normalmente utilizado pelo setor elétrico.



Os consumidores podem ser livres ou cativos. Consumidores livres são aqueles que compram energia diretamente de uma comercializadora ou agente de geração e pagam para a distribuidora apenas o uso da infraestrutura de distribuição, ou seja, o transporte da energia até o ponto de consumo. Pela regulamentação vigente apenas os grandes consumidores podem optar por serem livres, pois devem possuir uma demanda de energia acima de 500 kW. Já os consumidores cativos contratam todo o fornecimento com a distribuidora, tanto o transporte quanto a energia.

Nesse ponto já se percebe que a tarifa de energia é dividida em duas componentes. A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) é a parcela da tarifa que remunera o transporte da energia, ou seja, todo o investimento realizado pelas distribuidoras para entregar a energia nas unidades consumidoras. A tarifa de energia (TE) é referente à cobertura dos contratos de compra de energia, realizados pelas distribuidoras com os agentes de geração, através de leilões regulados, e também inclui os encargos setoriais. Os consumidores cativos pagam a TUSD e a TE, enquanto que os consumidores livres pagam apenas a TUSD, já que compram energia diretamente no mercado.

### **3.2. Modalidades de tarifas no Brasil**

As modalidades de tarifas no Brasil, assim como as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, estão descritas na Resolução Normativa 414 de 2010 (ANEEL, 2010). Para fins de tarifação os consumidores no Brasil são classificados em dois grupos: grupo A e grupo B. O grupo A abarca os consumidores atendidos com um nível de tensão acima de 2,3 kV e possuem tarifação binômia, ou seja, é considerado o consumo de energia e a potência máxima utilizada. Já os consumidores do grupo B, atendidos com um nível de tensão abaixo de 2,3 kV, possuem uma tarifa monômia, isso implica na medição e faturamento apenas do consumo de energia.

Para os consumidores do grupo A existem duas modalidades tarifárias disponíveis<sup>6</sup>. A tarifa horo-sazonal verde (THS Verde) e a tarifa horo-sazonal azul (THS Azul). A ANEEL define que (ANEEL, 2016):

- THS Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia.
- THS Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;

A diferença está na tarifação do horário de ponta<sup>7</sup>. Na THS Verde a tarifação de demanda é única e o consumo possui dois sinais tarifários, um para o horário de ponta, e outro para o consumo nas demais horas do dia. Já a THS Azul a demanda também possui valores diferenciados no horário de ponta e de fora de ponta e o valor da tarifa de consumo na ponta é menor que o da THS Verde. A THS Azul é comumente utilizada nas unidades consumidoras que possuem um perfil que não permite a modulação do consumo no horário de ponta ou não possuem fontes alternativas de geração para esse posto horário. Abaixo as tarifas por posto horário do subgrupo A4<sup>8</sup>, de uma distribuidora do Espírito Santo.

Tabela 3.1 – Tarifas comparativas A4 Grupo A EDP Escelsa

Item	THS Verde	THS Azul	Diferença Azul / Verde
Demanda Ponta (kW)	R\$ 15,22	R\$ 44,83	195%
Demanda Fora de Ponta (kW)	R\$ 15,22	R\$ 15,22	0%
Consumo Ponta (kWh)	R\$ 1,50	R\$ 0,41	-73%
Consumo Fora de Ponta (kWh)	R\$ 0,30	R\$ 0,30	0%

Fonte: Elaboração própria com base em (ANEEL, 2016)

<sup>6</sup> A modalidade CONVENCIONAL do Grupo A, definida como: modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano, foi extinta pela ANEEL.

<sup>7</sup> O horário de ponta é determinado pela distribuidora referente a três horas consecutivas de maior uso da rede de distribuição, a maioria atribui o horário as 18 às 21 horas

<sup>8</sup> Consumidores do grupo A com atendimento em tensão de 2,3 kV a 44 kV.

Até o terceiro ciclo de revisão tarifária das distribuidoras havia a possibilidade de uma terceira modalidade para as unidades consumidoras do grupo A, a modalidade convencional, que era definida pela cobrança de um valor único para a demanda e um valor único para o consumo, independente do horário de utilização. Essa modalidade foi extinta pela ANEEL no intuito de diminuir a carga do sistema no horário de pico, já que as unidades consumidoras enquadradas nessa modalidade, não tinham nenhuma sinalização tarifária para modular o consumo no horário de ponta.

A escolha da modalidade tarifária para os consumidores do grupo A é opcional para alguns consumidores e compulsória para outros. Para os consumidores que possuem tensão de fornecimento menor que 69 kV existe a possibilidade de escolha entre a THS Azul e a THS Verde. Já para os demais, a modalidade THS Azul é compulsória.

No grupo B a tarifação é mais simples pelo fato de ser monômnia, ou seja, não há tarifação da demanda de potência, apenas do consumo de energia elétrica, o que torna a operação do processo de medição e faturamento menos complexo para as concessionárias e mais barato para o consumidor, visto que, os medidores aplicados no grupo A, para a medição de demanda possuem preços muito mais elevados que os medidores aplicados no grupo B que mede apenas o consumo.

Em 2010 a ANEEL iniciou a discussão sobre uma nova modalidade tarifária para o grupo B, a tarifa branca. Isso implica que esses consumidores poderão optar por duas modalidades tarifárias, a convencional ou a branca. A modalidade convencional é àquela onde a tarifação é monômnia, apenas do consumo, e independente do horário de utilização. A tarifa branca, por ser o tema principal dessa dissertação, será explorada em detalhes no tópico seguinte.

A título de conhecimento, em 2015 a ANEEL regulamentou um sinal tarifário denominado “Bandeiras Tarifárias”. Esse sinal tem como objetivo valorar a tarifa de energia conforme o Custo Marginal de Operação (CMO), que indica o patamar de custo da energia em um determinado mês. No Brasil o custo da energia é diretamente afetado pelas condições meteorológicas. Quando há escassez de chuvas a geração hidrelétrica, que é considerada de baixo custo deixa

de produzir o esperado e há necessidade de despacho das termoeletricas, que possuem um custo de geração mais elevado.

Nesse cenário, a distribuidora compraria energia a um custo mais elevado e isso seria repassado para a tarifa na revisão anual da distribuidora. Com a implantação das bandeiras tarifárias a ANEEL pretende sinalizar mensalmente qual o custo da geração da energia, imputando um sinal tarifário mais próximo da realidade. Com isso, atribui uma equação tarifária mais justa aos consumidores, além de oferecer a possibilidade de retração do consumo em função do preço mais elevado.

Segundo o *site* da ANEEL, doze vezes por ano, o Operador Nacional do Sistema (ONS) calcula o Custo Marginal de Operação nas reuniões do Programa Mensal de Operação (PMO) - quando também é decidido se haverá ou não a operação das usinas termelétricas e o custo associado a essa geração. Após cada reunião, com base nas informações do ONS, a ANEEL acionará a bandeira tarifária vigente para o mês seguinte, sendo (ANEEL, 2015):

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,015 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.

### **3.3. A tarifa branca**

A regulamentação para tarifa branca abre a opção de uma nova modalidade tarifária para os consumidores do grupo B, que até então, possuíam apenas a opção convencional. De forma geral, a tarifa branca difere da

convencional em diferentes sinalizações tarifárias que variam de acordo com o horário da utilização da energia.

Para o entendimento pleno dessa modalidade tarifária é necessário introduzir o conceito dos subgrupos existentes no grupo B. Os clientes de baixa tensão são divididos em quatro subgrupos, conforme Tabela 3.2 abaixo.

Tabela 3.2 – Subgrupos do grupo B

<b>Grupo B – Baixa tensão</b>	
B1	residencial / residencial baixa renda
B2	rural / cooperativa rural / serviço público de irrigação
B3	não residencial nem rural
B4	iluminação pública

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2010c)

Os subgrupos são agrupamentos de classificações de consumidores no intuito de aplicar variações dos preços das tarifas. Dessa forma, cada subgrupo do grupo B irá possuir uma tarifa específica e a sua correta classificação é de responsabilidade da distribuidora de energia no momento da ligação da unidade consumidora.

Segundo a Resolução Normativa nº. 414/2010 (ANEEL, 2010c), a tarifa branca terá as seguintes características:

*A modalidade tarifária horária branca é aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, sendo caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, considerando-se:*

*I – uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário ponta;*

*II – uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário intermediário; e*

*III – uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário fora de ponta.*

A determinação do horário de ponta é de responsabilidade da distribuidora e aprovado pela ANEEL, e leva em consideração a sua curva de carga típica, observando as três horas consecutivas de maior demanda de carga do sistema. O

horário de ponta é aplicado a todos os dias do ano, exceto aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados (Tabela 3.3).

Tabela 3.3 – Feriados nacionais

<b>Dia e Mês</b>	<b>Feriados Nacionais</b>	<b>Leis Federais</b>
01 de Janeiro	Confraternização Universal	662, de 06/04/1949
21 de Abril	Tiradentes	662, de 06/04/1949
01 de Maio	Dia do Trabalho	662, de 06/04/1949
07 de Setembro	Independência	662, de 06/04/1949
12 de Outubro	Nossa Senhora Aparecida	6802, de 30/06/1980
02 de Novembro	Fimados	662, de 06/04/1949
15 de Novembro	Proclamação da República	662, de 06/04/1949
25 de Dezembro	Natal	662, de 06/04/1949

Fonte: Elaboração própria com base em (ANEEL, 2010c)

Nesses dias de exceção, o consumo de energia elétrica é considerado, em todos os horários, como fora de ponta. Isso ocorre, pois as curvas de carga do sistema demonstram que há uma menor utilização da energia nos finais de semana e principais feriados, em função de muitas unidades consumidoras, principalmente comerciais e industriais não funcionarem. Com isso, o sistema não fica sobrecarregado e não há necessidade de sinalizar na tarifa a modulação da carga dos consumidores optantes pela nova modalidade.

O posto intermediário é definido como sendo necessariamente a primeira hora anterior e a primeira hora posterior ao posto horário ponta, totalizando duas horas. Para esse posto, se aplica as mesmas exceções de finais de semana e feriados nacionais do posto ponta. O posto fora de ponta compreende as demais horas do dia.

A tarifa branca de energia, aplicada para clientes BT, é determinada pela composição de diferentes preços unitários associados às diferentes horas do dia (horário de ponta, fora de ponta e intermediário) e dias da semana (dia útil e dia não útil). Este modelo tarifário, composto por valores diferenciados de tarifa, oferece incentivos financeiros aos consumidores para deslocarem suas cargas do horário de pico do sistema para os demais horários. Esse deslocamento do consumo contribuiria, para o alcance de uma maior homogeneidade na curva de

carga do sistema e, consequentemente, na postergação dos investimentos em rede de distribuição, transmissão e no aumento da potência máxima de geração do país. Assim, a criação da tarifa branca incentiva o uso mais eficiente da rede e promove a sinalização de preços como um dos mecanismos indutores da modulação da carga (Limberger, 2014).

A regulamentação prevê que a adesão ao novo modelo tarifário será opcional. De forma geral, o modelo foi elaborado para que o preço do posto fora de ponta seja menor que o preço da tarifa convencional e os demais postos sejam maiores. Logo, o consumidor deverá avaliar se o seu perfil de consumo permite a retirada da carga nos horários onde a energia é mais cara (ponta e intermediário) para a utilização nos horários fora de ponta, e também, se está disposto a isso, que poderá causar uma brusca mudança de hábitos de consumo e uma eventual perda de conforto. Caso a avaliação seja positiva, a migração para a tarifa branca poderá reduzir o valor final da fatura de energia.

A nova modalidade proposta torna-se vantajosa para consumidores com flexibilidade para alterar seus hábitos de consumo durante os horários de maior carregamento do sistema elétrico (ANEEL, 2011).

Em seu *site*, a ANEEL faz uma comparação ilustrativa entre a tarifa convencional vigente e a nova tarifa a ser disponibilizada, em dias úteis e aos finais de semana e feriados, conforme pode ser visto na Figura 3.1 – Comparativo entre a tarifa branca e a convencional.

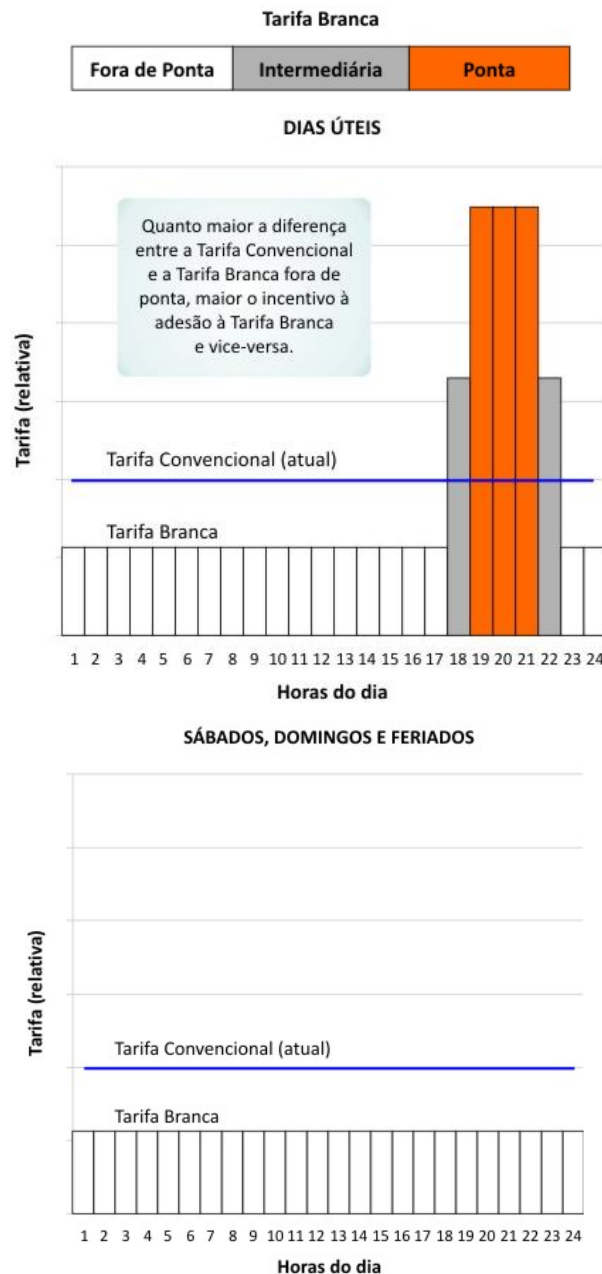


Figura 3.1 – Comparativo entre a tarifa branca e a convencional  
 Fonte: *site* ANEEL (ANEEL, 2014a)

O principal objetivo da sinalização horária é proporcionar que cada consumidor pague da forma mais próxima possível o custo que efetivamente imputa às redes, incentivando a modulação de suas cargas no horário de ponta do sistema e, desta forma, possibilitar a redução dos investimentos necessários à expansão dos sistemas de distribuição e transmissão (ANEEL, 2011).



E por que a tarifa branca ainda não está vigente no Brasil? A resposta dessa pergunta envolve a necessidade de modernização dos medidores de energia elétrica. A ANEEL finalizou todo o contexto da regulamentação, inclusive os preços da tarifa branca para cada distribuidora já vem sendo determinado pela agência nos processos de revisão tarifária, contudo, há uma pendência do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), que é o órgão competente para homologação dos medidores de energia elétrica que deverão ser aprimorados para a aplicação da tarifa branca.

### **3.3.1.**

#### **O histórico da regulamentação da tarifa branca**

Dentro do contexto da aplicação desse novo modelo tarifário para baixa tensão, onde a migração para a tarifa branca não é compulsória, o fator decisivo para o sucesso do modelo é a escolha correta dos preços das tarifas: fora de ponta, intermediário e ponta, e suas respectivas relações com a tarifa convencional.

Conforme exposto anteriormente, a tarifa convencional é dividida em TUSD e TE e de acordo com os Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2015), que estabelece a metodologia de cálculo das tarifas das distribuidoras, a TUSD e TE possuem funções de custo e componentes diversos que são avaliados na composição de seus respectivos cálculos, conforme demonstrado abaixo, Figura 3.2 e Figura 3.3.

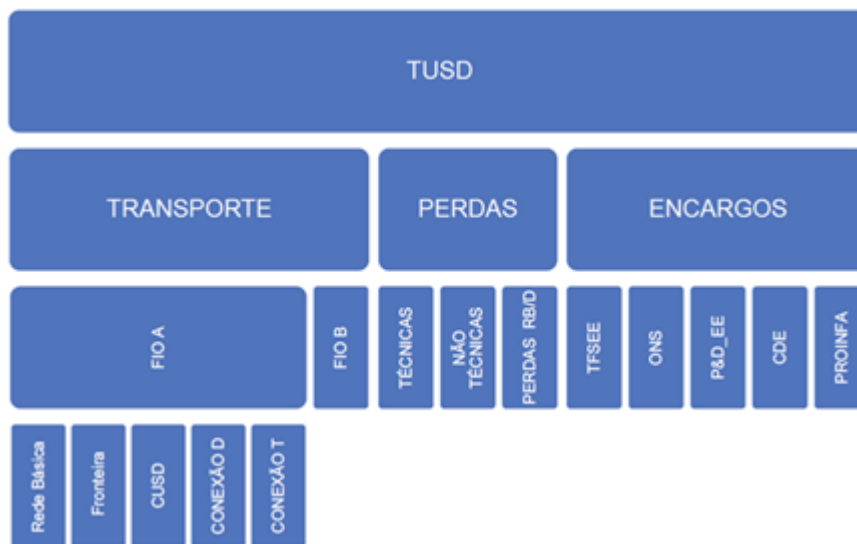


Figura 3.2 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD  
Fonte: PRORET (ANEEL, 2015)

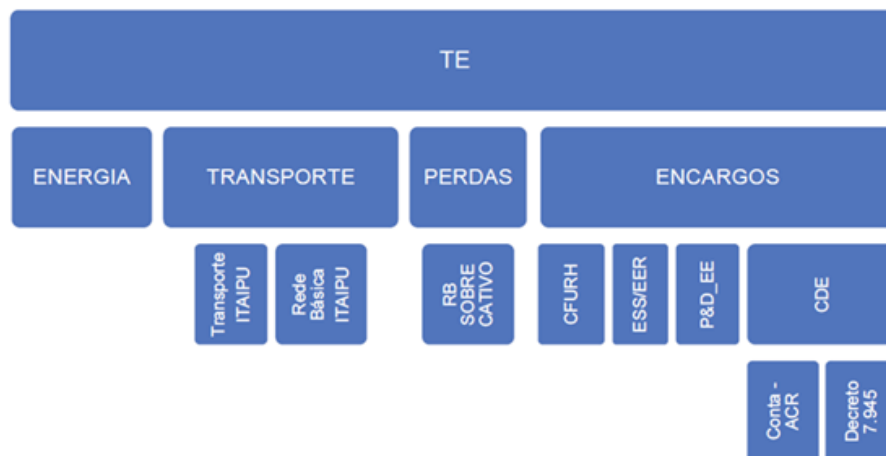


Figura 3.3 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE  
Fonte: PRORET (ANEEL, 2015)

A tarifa convencional de energia é determinada, entre outras particularidades, por distribuidora, subgrupo e nível de tensão de fornecimento. A regulamentação vigente da tarifa branca determina os preços das tarifas ponta, intermediária e fora ponta com base na tarifa convencional homologada. O preço da tarifa fora ponta é determinado pela tarifa convencional multiplicado por um fator  $k_z$ , que de acordo com a ANEEL (ANEEL, 2015), é definido pelo ponto de

indiferença entre a tarifa branca fora ponta e a tarifa convencional e menor que a unidade, sendo que o fator incide apenas na componente transporte da TUSD.

Definido a tarifa fora ponta, as tarifas intermediárias e ponta são três e cinco vezes, respectivamente, os valores da tarifa fora de ponta, aplicados ao mesmo componente da TUSD, conforme Figura 3.4 – Composição da modalidade tarifária branca.

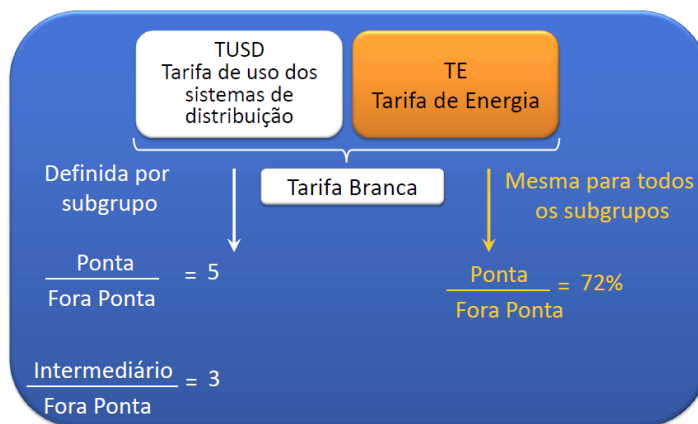


Figura 3.4 – Composição da modalidade tarifária branca  
Fonte: (ANEEL, 2015)

O fator  $k_z$  torna-se para o modelo atual o parâmetro de maior importância e a sua definição foi um fato de ampla discussão nas audiências públicas da ANEEL. Se o fator  $k_z$  fosse muito próximo da unidade, isso implicaria na tarifa fora ponta muito próxima da convencional, dessa forma não haveria incentivo para a adesão dos consumidores à tarifa branca. Caso o fator fosse muito próximo de zero, a tarifa fora ponta seria muito atrativa, o que poderia impactar em um desequilíbrio econômico e financeiro para o caixa das distribuidoras e para a modicidade tarifária, além do insucesso do programa em seu principal objetivo.

### 3.3.2. O início do assunto

O início das discussões sobre uma nova modalidade tarifária para baixa tensão se deu em 2010, com a Consulta Pública nº 011/2010 que deu origem a Nota Técnica nº 219/2010 (ANEEL, 2010), que tinha como tema: “Proposta de

Alteração da Metodologia de definição da Estrutura Tarifária Aplicada ao Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil”.

Nessa nota técnica, a ANEEL abriu um tópico para contribuições denominado “Tema IV – Sinais de Preço e Tarifação para Baixa Tensão”, onde o objetivo foi colocar a visão da ANEEL sobre o tema, sendo favorável, e estimular as contribuições dos agentes e da sociedade sobre a adoção de uma modalidade que induzisse a eficiência na baixa tensão. Destaca-se na nota técnica a colocação da ANEEL quanto à complexidade da definição desse tema:

*Uma vez explanado sobre os modelos básicos, aprofunda-se em como os sinais de preço atuam para aumentar a eficiência do sistema. Observem que a definição das faixas e sinais de preço é um trabalho complexo em função da heterogeneidade dos diferentes tipos de consumidores dentro de uma concessão e, evidente, da variável macro a ser otimizada (produção ou transporte). Lembre-se que no universo de consumidores do grupo B, pode-se efetuar estratificações definindo sobre cada uma destas, uma lei de demanda própria – incluindo variações temporais – e dada as características do insumo energia elétrica irão ser observadas regiões inelásticas bem definidas sobre uma grande região e que em uma linguagem mais simples pode ser interpretada como de consumo essencial – a curva de demanda é aproximadamente paralela a ordenada. Assim, diferentes grupos de consumo possuem diferentes regiões de essencialidade. Em tese, sinais de preço não afetam o consumo nesta região e, portanto, não alteram a eficiência do sistema – embora afetem sensivelmente a alocação dos excedentes. Por sua vez, nas regiões da curva que não são essenciais há potencial de modulação e, por conseguinte, incremento de eficiência produtiva – em geral associado à redução do custo médio ou nível de preços.*

As contribuições recebidas dos agentes e da sociedade convergiram para uma avaliação positiva da proposta, conforme alguns exemplos de contribuição retirados da nota técnica:

- *Ministério da Fazenda – SAE: a proposta é positiva, existe maior potencial para as classes B1 e B2.*

- *AES-Sul: é indiferente a aplicação das tarifas monômnia e binômnia, desde que com vários postos tarifários; a aplicação da tarifa horária deve ser compulsória; grande aceitação por parte do mercado.*
- *Mercados de Energia: a proposta é positiva; a aplicação das tarifas horária para a baixa tensão promoverá incentivos à termoacumulação. Muitos países adotam blocos crescentes como alternativa à aplicação da tarifa horária para a tarifação da baixa tensão.*
- *Cemig: a proposta é positiva.*

### 3.3.3.

#### A primeira rodada da regulamentação

Na sequência da proposta de uma modalidade tarifária para a baixa tensão cuja receptividade dos agentes e da sociedade foi positiva, a ANEEL deu início às discussões específicas do modelo, já denominando a nova modalidade tarifária de tarifa branca.

A abertura das discussões se deu com a Audiência Pública 120/2010 que tratou da “Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica” e originou a Nota Técnica nº 311/2011 (ANEEL, 2011) e, também, a REN nº 464/2011 (ANEEL, 2011), onde dentre outras tratativas estava à proposta de instituição da tarifa branca, com a proposta dos seguintes critérios:

- *O enquadramento nas modalidades tarifárias ficará a critério do consumidor, de acordo com as limitações que serão abordadas na sequência. A nova modalidade proposta torna-se vantajosa para consumidores com flexibilidade para alterar seus hábitos de consumo durante os horários de maior carregamento do sistema elétrico.*
- *A modalidade tarifária branca terá caráter opcional para todo o grupo B, exceto Iluminação Pública e mercado de Baixa Renda, que não são alcançados por ela. Eventuais restrições quanto à discriminação tarifária serão definidas quando do plano de substituição de medidores, objeto da Audiência Pública nº 043/2010. A iluminação pública não será abrangida*

*pela modalidade, pois não possui resposta ao sinal de preço: o consumo é atrelado ao ciclo da iluminação natural.*

- *As relações ponta/fora de ponta e intermediária/fora de ponta serão definidas como 5 (cinco) e 3 (três), respectivamente, para a tarifa de uso do sistema de distribuição, excluído eventual sinal horário na energia.*
- *A relação entre a tarifa do posto fora de ponta da modalidade branca e a tarifa convencional, denominada constante  $k_z$ , será igual a 0,55.*
- *A constante  $k_z$  também poderá ser proposta pela distribuidora, desde que fundamentada nas tipologias de carga da área de concessão e necessariamente menor que a unidade.*

Na primeira rodada da regulamentação a ANEEL definiu o  $k_z$  como um valor único para todas as distribuidoras, igual a 0,55. A justificativa da escolha foi fundamentada como o valor médio para a curva agregada do Brasil, do ponto de indiferença do consumo faturado com a tarifa convencional ou com a tarifa branca. Ou seja, essa relação entre as tarifas fora de ponta branca e a convencional, manter-se-ia o equilíbrio tarifário considerando a curva agregada do Brasil.

Contudo, a definição de um  $k_z$  único para todos os consumidores de todo o mercado de baixa tensão do Brasil, salvo àqueles impossibilitados de migração, poderia trazer grandes desequilíbrios para o modelo, tanto no sentido de inibir a migração de determinados consumidores, quanto de conceder benefícios sem a contrapartida da redução do consumo ponta.

As distribuidoras de energia contestaram a metodologia que estava sendo proposta, sugerindo modificações, principalmente no tocante a:

- Um valor único do  $k_z$  para todas as distribuidoras. Na percepção das concessionárias o  $k_z$  deveria ser calculado por concessão, conforme as curvas de cargas observadas nos mercados das distribuidoras.
- Um valor único do  $k_z$  para todo o grupo B, onde sugeriram a aplicação do  $k_z$  por subgrupo, observado nas curvas típicas de cada distribuidora.

### 3.3.4. A segunda rodada da regulamentação

As contestações foram prontamente atendidas pela ANEEL e justificadas na Nota Técnica nº 94/2012 (ANEEL, 2012) que tratou especificamente do parâmetro  $k_z$  da tarifa horária branca de baixa tensão. As justificativas da ANEEL que fundamentaram a aceitação das contribuições foram:

- *Ocorre que ao se avaliar individualmente cada empresa e, ainda, cada subgrupo tarifário, encontram-se distâncias significativas entre o comportamento médio ( $k_z=0,55$ ) e o específico do mercado da distribuidora. Tendo em vista que ao se agregar todas as curvas há perda da informação individual de cada tipologia<sup>9</sup>, é necessário, portanto, a observância desse aspecto para definição do incentivo adequado.*
- *A influência das curvas de carga para definição de um  $k_z$  mais representativo, conjugado com a diversidade de curvas de carga do Grupo B, suscita que um  $k_z$  único pode levar a definição de incentivos distorcidos. Por outro lado, há que se considerar também que a utilização de vários parâmetros  $k_z$  pode tornar complexa a aplicação da tarifa branca.*
- *Essa distorção – utilização de  $k_z$  único – pode levar a uma sinalização indesejada quanto à efetividade da tarifa branca, dentre os quais se destacam: inibição de adesão de algumas unidades consumidoras e concessão de benefícios sem a devida contrapartida (diminuição do consumo no posto ponta), ambos devido à incompatibilidade do  $k_z$  com o perfil típico de cada subgrupo tarifário em cada área de concessão.*

A necessidade de um  $k_z$  específico por subgrupo fica clara ao analisar o gráfico das curvas de cargas dos subgrupos B1 (residencial) e B3 (comercial e industrial). Conforme

Figura 3.5, a classe residencial possui, em seu perfil de carga, um percentual de consumo no horário de ponta muito acima do observado nas classes comercial

<sup>9</sup> Unidades consumidoras pertencentes a um mesmo subgrupo com perfis de curva de carga semelhantes.

e industrial. Isso implica que a relação entre a tarifa branca fora de ponta e a tarifa convencional, para esse subgrupo, deve ser mais atrativa, ou seja, a estrutura tarifária deve permitir um  $k_z$  menor para compensar o maior esforço na modulação. Ao ponto que no subgrupo B3 o  $k_z$  deve ser mais próximo da unidade, visto que, nesse caso, o esforço de modulação seria menor.

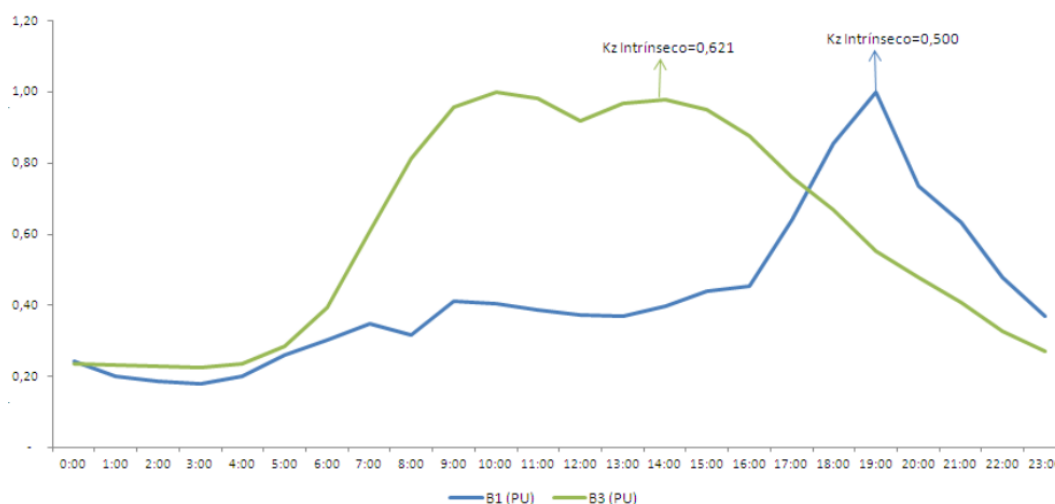


Figura 3.5 - Exemplo de perfis de curva de carga dos subgrupos residencial (B1) e demais classes (B3) e correspondentes  $k_z$   
Fonte: (ANEEL, 2012)

Sendo assim, nessa nota técnica a ANEEL passa a propor que para a determinação do  $k_z$  sejam utilizadas as curvas de carga agregadas de cada subgrupo por distribuidora.

### 3.3.5. A terceira rodada da regulamentação

Após as conquistas da primeira e segunda rodada, a ANEEL deu início a um novo processo de consulta pública para determinar, por fim, a metodologia de atribuição dos  $k_z$ . A Audiência Pública nº 29/2012 (ANEEL, 2012), tratou novamente do parâmetro  $k_z$  na tarifação horária branca para baixa tensão. Os resultados da audiência pública deram origem a Nota Técnica nº 197/2012 (ANEEL, 2012), que propõe uma nova alteração:



- A proposta final para definição do  $k_z$  contempla uma pequena alteração em relação àquela apresentada na Audiência Pública. Ao invés de se utilizar a curva de carga agregada de cada subgrupo, propõe-se que o valor do  $k_z$  seja resultado da média ponderada pelo mercado dos  $k_z$  específicos de cada tipologia pertencente ao subgrupo. Essa ponderação visa definir um  $k_z$  mais fortemente influenciado pelas tipologias com maiores participações no respectivo mercado.

É importante ressaltar que nessa definição, quando a ANEEL cita “ $k_z$  específicos de cada tipologia”, ela refere-se ao  $k_z$  intrínseco da tipologia, ou seja, a relação entre o consumo fora de ponta e o consumo total da curva de carga, observado apenas os dias não úteis. Logo, a ANEEL alterou a metodologia para ao invés de utilizar a média simples dos  $k_z$  das tipologias, utilizar a média ponderada, pela participação do mercado de cada tipologia, na composição do  $k_z$  do subgrupo. Essa definição fica mais clara ao observar a Figura 3.6, que demonstra as distintas tipologias do subgrupo B1 de uma concessionária, com a nova metodologia, o percentual de participação de cada curva típica, no mercado do subgrupo, é levado em consideração para o cálculo do  $k_z$ .

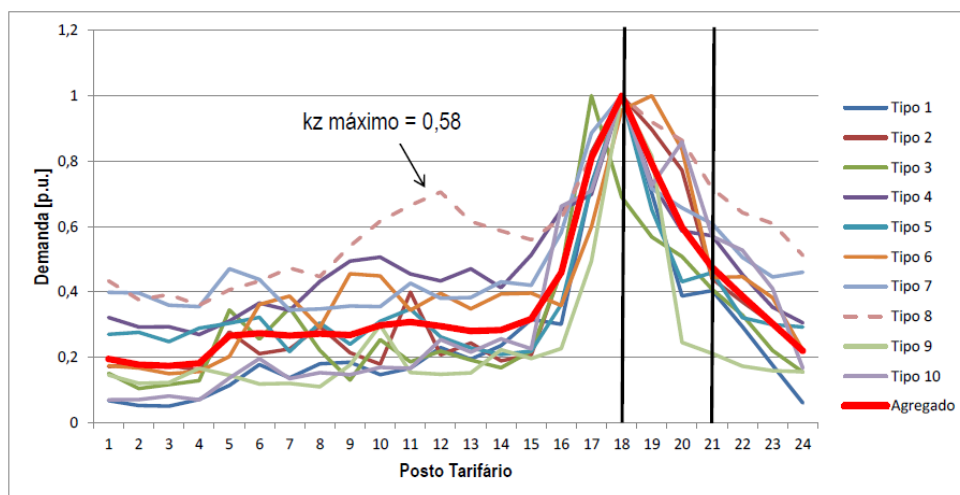


Figura 3.6 - Consumidores-tipo do subgrupo B1  
Fonte: (ANEEL, 2012)

Após a proposta metodológica da ANEEL foram realizadas as contribuições dos agentes do setor elétrico referente ao tema. As principais contribuições vieram das distribuidoras de energia, onde a preocupação estava em uma eventual perda de receita que poderia ser gerada com a aplicação do modelo. Especificamente

quanto à metodologia de definição do  $kz$ , oito agentes do setor enviaram contribuições, conforme a Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Contribuições à Audiência Pública

	Agente contribuinte
1	ABRADEE
2	AES Eletropaulo
3	CEMIG
4	COPEL
5	DAIMON Engenharia e Sistemas
6	EDP Energias do Brasil
7	ELEKTRO
8	QUANTUM

Fonte: (ANEEL, 2012)

De forma geral, as contribuições convergiram para os interesses das distribuidoras de energia, no intuito de modelar o  $kz$  de tal forma que houvesse uma proteção quanto à perda de receita. As distribuidoras pleitearam à ANEEL que:

- O  $kz$  de cada subgrupo fosse determinado pelo maior  $kz$  intrínseco observado das tipologias, com a justificativa de que existem diferentes hábitos de consumo dentro de um mesmo subgrupo, e alguns consumidores poderiam se beneficiar diretamente com a migração, e com isso haver impacto negativo na receita das distribuidoras.
- Fosse retirada da resolução a classe B3 que contempla as unidades consumidoras comerciais e industriais de baixa tensão, com a justificativa de que o perfil de carga dessas unidades é propício à migração, visto que muitas delas já não funcionam no horário de ponta, e com isso, teriam benefícios financeiros sem prover nenhuma contrapartida ao sistema elétrico.

Em nota técnica a ANEEL negou o pleito das distribuidoras e manteve a metodologia de atribuição do  $kz$ . Justificando que:

- *A equivalência de custo com a modalidade convencional, para os consumidores que precisam modular, não é condição suficiente para viabilizar a migração de consumidores para a Tarifa Branca. A opção por essa modalidade só será concretizada caso o consumidor considere que o benefício financeiro resultante da modulação seja compensador em relação à alteração do seu comportamento e ao custo associado ao gerenciamento de consumo. Assim, uma escolha inadequada do valor do  $kz$  pode funcionar como uma barreira à migração e, portanto, o ajuste desse parâmetro se constitui num aspecto fundamental para a definição de uma tarifa horária com sinalização adequada não só do ponto de vista da distribuidora, mas também do consumidor.*

Com isso, a metodologia foi definida e a ANEEL realizou as devidas alterações no PRORET<sup>10</sup> que passou a contemplar a tarifa branca. Desde então, a ANEEL vem determinando, nos processos de revisão tarifárias das distribuidoras, as tarifas ponta, intermediária e fora de ponta da tarifa branca.

### **3.3.6. Considerações**

As principais contribuições das distribuidoras não foram aceitas pela agência na última rodada de audiência pública. As propostas das distribuidoras visavam à proteção contra a perda de receita: utilizar o maior  $kz$  intrínseco das tipologias observadas em cada subgrupo e limitar a tarifa branca para o subgrupo residencial. Como pôde ser observado o assunto motivou diversas discussões entre os agentes do setor elétrico e a ANEEL atribuiu o  $kz$  de forma analítica, contudo, sem uma visão rigorosa das consequências do modelo. Por outro lado, apesar de não aceitar as contribuições das distribuidoras a agência regulamentou na nota técnica que as distribuidoras poderiam propor o fator  $kz$  para sua área de concessão, desde que a proposta fosse fundamentada nas tipologias de carga e seu valor, necessariamente, menor que a unidade.

---

<sup>10</sup> Documento que norteia os processos de revisões tarifárias das distribuidoras.

Com base nas definições regulamentares e de preço para a tarifa branca, existem reações racionais que os clientes de baixa tensão poderiam vir a ter, dependendo do seu comportamento e características do seu perfil de consumo. Essas reações tornam-se possíveis a partir do momento que a regulamentação não imputa a migração de forma compulsória, ou seja, ficará a cargo do cliente a tomada de decisão.

- Reação 1: o cliente adere a tarifa branca e é beneficiado pela mesma sem alterar seu perfil de carga.
- Reação 2: o cliente adere à tarifa branca e é beneficiado pela mesma somente com a alteração do seu atual perfil de carga (modulação).
- Reação 3: o cliente permanece na tarifa convencional, e o consumidor não é beneficiado por não poder modificar seu perfil de carga ou não existir um incentivo suficiente para alterá-lo.

Na “reação 1”, onde o consumidor é beneficiado diretamente pela adesão a tarifa branca, sem a necessidade de alteração do seu perfil de carga, o sistema de distribuição não se beneficia em nenhum momento dessa migração, dado que não há necessidade de esforço de gerenciamento pelo lado da demanda. Ou seja, essa migração em si não oferece nenhuma retribuição ao sistema de distribuição, e pode inclusive ter consequências deletérias sob a modicidade tarifária e o caixa das distribuidoras, que podem ter suas receitas reduzidas em função da entrada em operação da tarifa branca. Na realidade, para o sistema de distribuição, o interessante seria a migração dos clientes enquadrados na “reação 2”. A “reação 3” não afeta o modelo tarifário, visto que, esse grupo permanecerá na tarifa convencional.

Em face do exposto acima, o desafio do regulador para o sucesso da tarifa branca no Brasil foi aplicar uma metodologia para a definição do  $k_z$ , que limite a migração dos consumidores enquadrados na “reação 1” e incentive os consumidores enquadrados na “reação 2”, algo complexo com o nível de informações disponíveis do mercado de baixa tensão, principalmente, sem a implantação das redes elétricas inteligentes.

### 3.4. Modalidades de tarifas no mundo

Para fins de contextualização teórica foi realizada uma pesquisa bibliográfica das modalidades de tarifas, especificamente para o mercado de baixa tensão, que estão sendo aplicadas em outros países. O Objetivo é uma breve apresentação dessas modalidades.

É importante observar que muitas das que serão apresentadas nesse tópico, necessitam, obrigatoriamente de uma infraestrutura de medição e dos medidores inteligentes, dado a complexidade de operacionalização do modelo tarifário. Quanto mais complexo for o modelo, maior a necessidade de um ambiente de redes inteligentes. Outro ponto importante é que modelos tarifários complexos tendem a proporcionar um baixo entendimento da sociedade, o que pode se tornar uma barreira para a adesão.

Há várias formas de se cobrar pelo fornecimento de energia elétrica, desde as mais simples, como um preço fixo independente do consumo, até as mais sofisticadas, como os preços em tempo real que seguem os custos marginais de curto prazo da geração, passando pelos preços definidos *ex-ante* para períodos distintos de utilização seja diária ou sazonal (Limberger, 2014).

De forma geral, o indivíduo tende a ter preferência por modelos nos quais ele conhece o preço que irá pagar, os modelos *ex-ante*. É difícil a aceitação pela sociedade de modelos cujo preço possa variar em detrimento de uma determinada condição, ou seja, modelos que apresentam um preço flutuante da tarifa. Ainda, para a operacionalização de modelos altamente complexos, o consumidor deve ser munido de informações em tempo real, o que remete a necessidade das redes inteligentes com uma robusta rede de comunicação.

#### 3.4.1. Tarifas fixas (*Flat Rate*)

A aplicação de tarifas fixas é a forma mais simples de se cobrar pelo consumo de energia elétrica. Esse é o modelo da tarifa convencional do Brasil e é

caracterizado por uma tarifa única de aplicação, independente do horário ou dia do consumo e fixa, ou seja, não sofre variações não conhecidas (

Figura 3.7).

Caracteriza-se também pela não limitação da quantidade de energia a ser utilizada, logo, o consumidor utiliza o tanto de energia que desejar. Uma das vantagens é o alto índice de aceitação pelos consumidores, que preferem um preço “*ex ante*” comparado a um preço determinado conforme o consumo, pois esse oferece um custo garantido (Bretschneider & Illing, 2013).

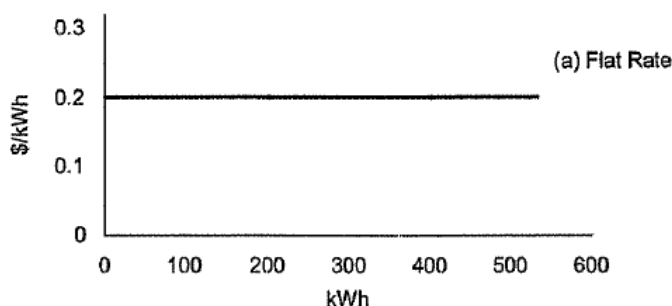


Figura 3.7 – Exemplo de Tarifa convencional  
Fonte: (Energy & Environmental Economics, 2005)

### 3.4.2.

#### **Tarifas por blocos crescentes ou decrescentes (*Inclining/Declining Block Rates*)**

Nessa modalidade tarifária, o preço da tarifa varia em função da quantidade de energia consumida, independente do momento (Figura 3.8). No modelo crescente o preço da energia no primeiro bloco (faixa de consumo) é menor que o preço do segundo bloco, e assim sucessivamente. Já no modelo decrescente ocorre o contrário, o preço da energia no primeiro bloco é maior que no segundo bloco e assim por diante.

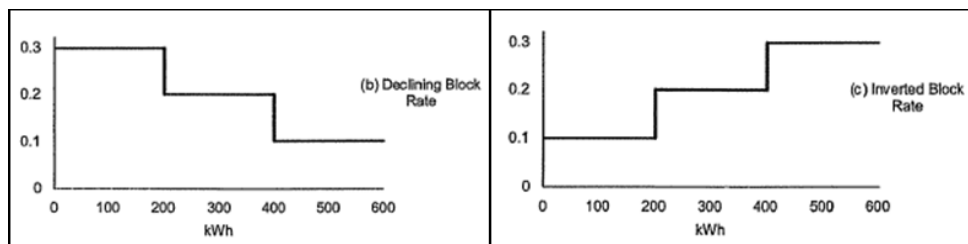


Figura 3.8 – Exemplo de tarifa por bloco decrescente e crescente (Preço da tarifa x Consumo)  
 Fonte: (Energy & Environmental Economics, 2005)

Um exemplo de aplicação dessa modalidade tarifária no Brasil é o desconto progressivo para consumidores de baixa renda, conhecido como a tarifa social de energia elétrica (TSEE). Na Resolução Normativa 414 de 2010 (ANEEL, 2010), que trata das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, foi definido que:

- *Art. 110. A TSEE, para os consumidores enquadrados nas Subclasses Residencial Baixa Renda, é caracterizada por descontos incidentes sobre a tarifa aplicável à classe residencial.*

*I - para a parcela do consumo mensal de energia elétrica inferior ou igual a 30 (trinta) kWh, o desconto será de 65% (sessenta e cinco por cento);*

*II - para a parcela do consumo mensal superior a 30 (trinta) kWh e inferior ou igual a 100 (cem) kWh, o desconto será de 40% (quarenta por cento);*

*III - para a parcela do consumo mensal superior a 100 (cem) kWh e inferior ou igual a 220 (duzentos e vinte) kWh, o desconto será de 10% (dez por cento); e*

*IV - para a parcela do consumo mensal superior a 220 (duzentos e vinte) kWh, não incide desconto.*

Ou seja, o primeiro bloco refere-se ao consumo de 0–30 kWh, o segundo de 30–100 kWh, o terceiro de 100–220 kWh e o quarto para consumo acima de 220 kWh. Conforme os blocos estabelecidos são aplicados às tarifas com seus respectivos descontos.

Essa modalidade tarifária tem aplicação para a concessão de descontos regressivos, notadamente, no caso do Brasil, em função da classe econômica, ou pode compor um projeto desincentivo ao consumo de energia elétrica (tipo de racionamento), imputando tarifas progressivas conforme o bloco de consumo.

### 3.4.3. Tarifas por tempo de utilização (*Time of use* - TOU)

São tarifas com diferentes preços unitários para o uso durante diferentes períodos de tempo, como: de acordo com as horas do dia: ponta e fora de ponta (

Figura 3.9); em relação aos dias da semana: dia útil e final de semana, ou mesmo quanto às estações ou períodos do ano: seco e úmido (Limberger, 2014).

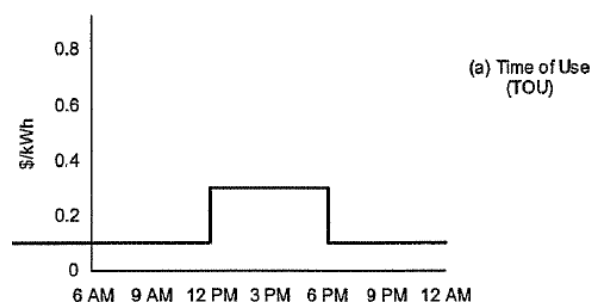


Figura 3.9 - Exemplo de tarifa por tempo de uso (TOU)  
Fonte: (Energy & Environmental Economics, 2005)

Os valores da TOU são usualmente determinados com meses ou anos de antecedência e reflete o custo médio de geração e distribuição de energia durante esses períodos de tempo. São necessários medidores que registrem o uso de energia pelos consumidores em diferentes patamares de preço (Energy & Environmental Economics, 2005).

A tarifa branca de energia que está sendo proposta no Brasil é do tipo *time of use* – TOU, pois possui sinais tarifários distintos e conhecidos, conforme o momento da utilização da energia. Ainda no Brasil, as tarifas verde e azul,



aplicadas no grupo A também possuem essa característica, visto que consistem em tarifas distintas para o consumo ponta e fora de ponta, e para dias úteis e não úteis.

Além do grupo A, existe outro caso de aplicação da modalidade TOU no Brasil. Os consumidores que possuem uma unidade consumidora de energia que atende exclusivamente o sistema de irrigação ou aquicultura (ANEEL, 2010). Logo, como o desconto na tarifa é aplicado a um determinado período do dia, normalmente no consumo realizado entre 21h30min e 06h00min, entende-se que se trata do modelo TOU.

### 3.4.4.

#### Tarifas com preço de ponta crítica (*Critical Peak Pricing - CPP*)

A tarifa *Critical Peak Pricing* (CPP) procura transmitir o custo da geração de energia elétrica aos consumidores, oferecendo um sinal de preço que reflete com mais precisão os custos de energia do mercado atacadista. Consiste em cobrar altos preços por determinadas horas durante períodos que são considerados pela distribuidora, de pico crítico (Figura 3.10). Diferente da tarifa TOU, os dias nos quais esses picos ocorrem não são definidos na tarifa, mas informados em um prazo menor, por um número limitado de dias durante o ano (Energy & Environmental Economics, 2005), de 100 a 200 horas por ano (Faruqui, 2010).

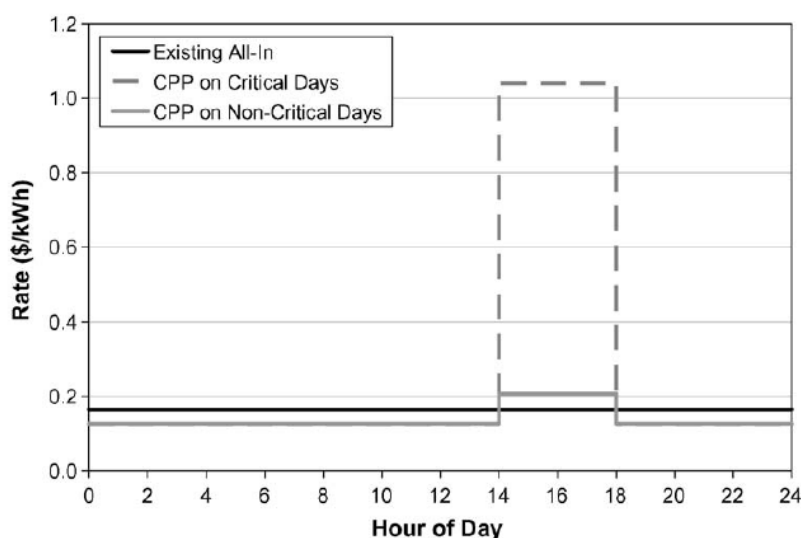


Figura 3.10 - Exemplo de tarifa CPP  
Fonte: (Faruqui, Hledik, & Tsoukalis, 2009)

As principais variações da CPP incluem (Batlle & Rodilla, 2009):

- *Fixed Period Critical Peak-Pricing* (CPP-F): o tempo e a duração do intervalo crítico são pré-definidos, assim como o número de dias envolvidos nesse intervalo;
- *Variable Period Critical Peak-Pricing* (CPP-V): não é especificado tempo, duração ou quantidade de dias em que os preços subirão. A notificação ao consumidor ocorre com apenas um dia de antecedência, necessitando de aparelhos automáticos de medição que regulem o consumo quando esta tarifa é colocada em funcionamento;
- *Variable Peak Pricing* (VPP): Esta variação de CPP foi proposta em *New England* e estabelece o preço para cada período crítico de pico em termos do preço marginal local (do inglês, *Locational Marginal Prices*, LMPs) para uma determinada zona de carga. Esse preço é ajustado para considerar as perdas e custos normalmente incluídos nas tarifas de energia. A vantagem da VPP é que ela sinaliza preços mais aderentes (realistas) em relação ao mercado atacadista do que as outras CPPs, ou em outras palavras, segundo Faruqi, sinaliza valores nos horários de pico crítico baseados em condições de custos de operação em tempo real das usinas do sistema (Faruqi, 2011).
- *Critical Peak Rebates* (CPR): existe uma taxa fixa cobrada aos consumidores e descontos caso ele reduza sua demanda em condições críticas de pico. Como não existe maneira de se medir a quantidade de consumo reduzida, calcula-se ela com base em uma demanda esperada para aquele período (Ontario Energy Board, 2007) e (Herter, 2007). Outra denominação para CPR é desconto ou bonificação por período de ponta (*Peak Time Rebate* - PTR). O CPR tem alguns desafios, pois requer a definição de uma linha de base de consumo para cada cliente a partir da qual pode ser calculada a redução e a conscientização de um consumidor que não pagará um preço mais elevado no caso de não alteração do seu comportamento. Um exemplo gráfico pode ser visto na
- Figura 3.11 a seguir.

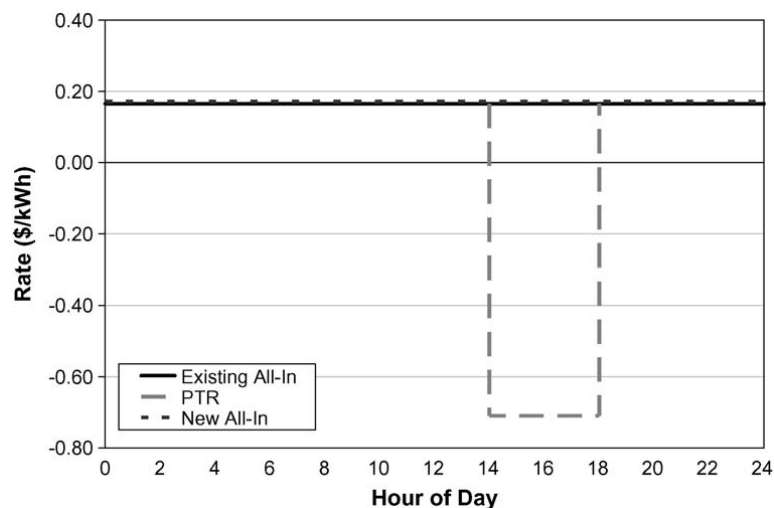


Figura 3.11 - Exemplo de tarifa CPR ou PTR  
Fonte: (Faruqi, Hledik, & Tsoukalis, 2009)

### 3.4.5. Tarifação em tempo real (*Real Time Pricing - RTP*)

Na tarifação em tempo real *Real Time Pricing* (RTP) os consumidores pagam preços relacionados com os custos de atacado de aquisição de energia elétrica. Frequentemente as tarifas RTP fornecem diferentes preços a cada hora do dia todos os dias do ano e esses preços são informados aos consumidores com um dia de antecedência (Limberger, 2014). Um exemplo pode ser visto na

Figura 3.12.

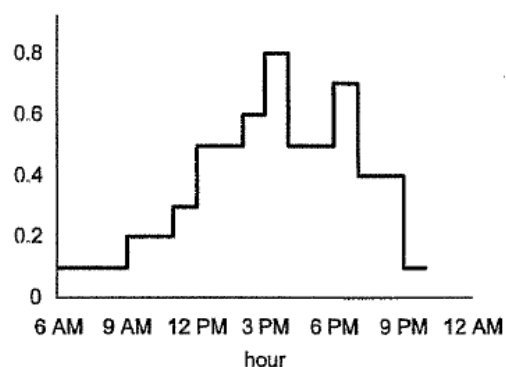


Figura 3.12 – Exemplo de tarifa RTP  
Fonte: (Energy & Environmental Economics, 2005)

Segundo a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), há duas formulas de RTP (FERC, 2006):

- *Day-Ahead Real-Time Pricing* (DAP): os consumidores são informados dos preços com um dia de antecedência, podendo alterar seu consumo de acordo com as informações recebidas;
- *Two-Part Real-Time Pricing*: a demanda padrão de cada consumidor é estudada e sobre ela não é cobrada taxa. Entretanto, caso o consumo se altere para cima ou para baixo é cobrada uma taxa ou creditada uma parcela, respectivamente.

### 3.5.

#### Os medidores de energia para a tarifa branca

Os medidores de energia convencionais instalados nas unidades consumidoras de baixa tensão, sejam eletrônicos ou eletromecânicos, possuem a característica construtiva de incrementar o registrador de energia, o totalizador de energia ativa, de acordo com o consumo, independente do horário que essa energia está sendo consumida. Assim que ocorre o faturamento das unidades consumidoras de baixa tensão nas distribuidoras de energia do Brasil, em um determinado mês é feito a leitura desse totalizador de energia ativa, que subtraído do totalizador lido no mês anterior, é auferido o consumo. Aplica-se a seguir as tarifas e impostos gerando, assim, a conta de energia.

Caso o consumidor opte pela modalidade tarifária branca o medidor de energia deverá ser substituído por um que seja capaz de segregar o consumo de acordo com a hora e o dia. Ou seja, o medidor deverá entender em que posto horário que a energia está sendo consumida e se o dia pertence às exceções de finais de semana e feriados. Após isso deverá incrementar registradores distintos para cada posto horário: ponta, intermediário e fora de ponta. Com isso a distribuidora irá capturar as leituras dos registradores e aplicar as respectivas tarifas e impostos para o correto faturamento na modalidade da tarifa branca.

Os medidores de energia deverão ser aprimorados, minimamente, para conter:

- Um relógio interno para identificar o posto tarifário correspondente ao consumo.
- Um calendário para identificar o dia da semana, pois aos sábados e domingos todo o consumo deverá ser incrementado no registrador do posto horário fora de ponta.
- Uma tabela de feriados que deverão ser considerados como exceção.
- Uma capacidade de armazenamento para três registradores.
- Um display que informe ao consumidor qual o posto tarifário está vigente no momento do consumo.

O medidor de baixa tensão convencional terá que sofrer grandes alterações construtivas para estar adequado à medição, nos parâmetros da nova modalidade tarifária, ou seja, deverá ser “mais inteligente”. Com isso surgem questionamentos, como:

- Quem irá custear os novos medidores?
- Quem irá custear uma robusta infraestrutura de telecomunicação?
- Qual o impacto na tarifa de energia?
- As distribuidoras estão operacionalmente preparadas para uma demanda massiva de substituição dos equipamentos?
- Quanto tempo isso irá levar?
- Os medidores possuem alguma vulnerabilidade?

Parte dessas perguntas foi respondida pela ANEEL com a resolução normativa (REN) 502 (ANEEL, 2012), que regulamenta os sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B.

Nessa resolução ficaram estabelecidos dois modelos para medidores eletrônicos que atenderiam a regulamentação, um que não haveria custo para o consumidor, e deveria atender simplesmente aos requisitos técnicos de funcionamento da tarifa branca e outro, um modelo superior com funcionalidades que de fato, caracterizam um medidor inteligente, conforme itens abaixo extraídos da própria Resolução Normativa (ANEEL, 2012):

*Art. 3º Os titulares das unidades consumidoras abrangidas por esta Resolução, independentemente da adesão ao faturamento na modalidade tarifária branca, observando a regulamentação técnica metrológica específica, podem solicitar à distribuidora a disponibilização de um sistema de medição capaz de fornecer cumulativamente as seguintes informações:*

*I – valores de tensão e de corrente de cada fase;*

*II – valor de energia elétrica ativa consumida acumulada por posto tarifário;*

*III – identificação do posto tarifário corrente, se aplicável;*

*IV – data e horário de início e fim das interrupções de curta e de longa duração ocorridas nos últimos 3 (três) meses; e*

*V – últimos 12 (doze) valores calculados dos indicadores Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC.*

Caso o consumidor opte pela troca da medição para ter os benefícios listados na resolução, que vão além das necessidades construtivas dos medidores para aplicação da tarifa branca, o mesmo deverá arcar com os custos financeiros. Este custo repassado ao consumidor visa não impactar a modicidade tarifária neste momento, que ainda não há uma definição clara de como as redes inteligentes serão viabilizadas financeiramente no Brasil. Caso o consumidor solicite a troca da medição apenas para aplicação da tarifa branca, não haverá participação financeira e, de acordo com a estrutura tarifária atual, o custo será repassado para a tarifa de energia.

Após a regulamentação da ANEEL, no tocante aos medidores para atendimento à tarifa branca, o Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), órgão responsável pela homologação metrológica dos

medidores de energia elétrica no Brasil, iniciou às consultas públicas para o Regulamento Técnico Metrológico (RTM), documento que define os requisitos de metrologia que os fabricantes de medidores devem atender para terem seus equipamentos homologados para aplicação a essa finalidade.

Até então, a metrologia dos medidores de energia era norteadada pela Portaria nº 431 (Inmetro, 2007). Com a necessidade do aprimoramento tecnológico para atendimento à REN 502/12 ANEEL o Inmetro divulgou as Portarias nº 586 e 587 (Inmetro, 2012) e deixou claro no artigo nº 10 da Portaria 587 que apenas os modelos aprovados por essas portarias poderão ser aplicados para a tarifa branca, conforme texto abaixo:

*Art. 10. Determinar que os medidores de energia elétrica, aprovados pela Portaria Inmetro n.º 431/2007, sem data de validade, poderão continuar a ser oferecidos à venda até 31 de dezembro de 2021, exceto para utilização em tarifa branca.*

O primeiro desafio do Inmetro na regulamentação metrológica para os novos medidores foi quanto às características do relógio interno do equipamento. Ora, se o Brasil estava partindo para a aplicação de tarifas horosazonais na baixa tensão, sem a implantação de uma infraestrutura avançada de medição (AMI), que permitiria o monitoramento em tempo real desses medidores, era preciso garantir a confiabilidade dos relógios internos dos medidores, já que nessa modalidade tarifária, o horário do consumo passa a ser metrologicamente relevante. Inicialmente na Portaria 587 o Inmetro exigia que:

*A exatidão da base de tempo do relógio deve ser melhor ou igual 0,003% ( $\pm 30 \mu s/s$ ) na faixa de 0 °C a 60 °C, e no restante da faixa operacional especificada, deve ser melhor ou igual 0,01% ( $\pm 100 \mu s/s$ ).*

Ou seja, o relógio deveria ser preciso ao ponto de variar no máximo 15,8 minutos por ano. Entendendo que a precisão não estava adequada para o novo cenário proposto, o Inmetro estabeleceu requisitos adicionais à Portaria nº 587/12 por meio da Portaria nº 401/2013 (Inmetro, 2013), que dentre as alterações foi contemplado uma exigência maior quanto à precisão dos relógios:

*Medidores de múltipla tarifação com relógios controlados por cristal devem ter, na temperatura ambiente, uma exatidão melhor que  $\pm 0,5$  s a cada 24h ( $\pm 5,78 \mu$  s/s).*

Logo, a revisão da regulamentação metrológica passou a exigir uma precisão ao ponto de variar no máximo 3 minutos por ano, ao contrário de 15,8 da regulamentação anterior. Apesar do custo do medidor provavelmente sofrer um acréscimo com o aumento da exigência metrológica, esse ponto é extremamente importante para a confiabilidade dos sistemas de medição na aplicação da tarifa branca, principalmente no intuito de não penalizar o consumidor por eventuais erros de medição. Ainda que realizada essa melhoria na regulamentação, serão de responsabilidade das distribuidoras os acertos quando observados desvios de ordem significativa no relógio dos medidores.

Em um ambiente de redes inteligentes essa exigência não seria um dos principais pontos de preocupação, visto que, com uma infraestrutura de medição implantada é possível criar rotinas de ajustes e sincronismos remotos de relógios, em periodicidades que possam corrigir e garantir o correto funcionamento dos equipamentos de medição.

Vencido o desafio relacionado à confiabilidade dos relógios dos novos medidores iniciaram-se as discussões sobre uma questão ainda mais complexa, a segurança da informação. Esse foi o real motivo para ainda não haverem, até o momento, medidores aprovados pelo Inmetro para aplicação da tarifa branca. Para entendimento do problema será necessário à introdução de dois conceitos importantes: os medidores programáveis e os protocolos de comunicação.

Como exposto anteriormente, os medidores instalados no mercado atual de baixa tensão, possuem características construtivas e metrológicas simples, apenas incrementam um único registrador conforme o consumo, independente de qualquer outro fator. Principalmente, esses medidores não são programáveis, ou seja, não permitem interação com o *firmware* (sistema computacional interno do medidor), conseqüentemente, não possuem interface de comunicação com um dispositivo externo.



Com a inserção de tarifas horosazonais na baixa tensão os medidores terão que permitir a inserção de parâmetros pela distribuidora, como exemplo: configuração dos postos horários (ponta, intermediário e fora de ponta), configuração de data e hora e configuração do calendário de feriados. Portanto, devem possuir uma interface de comunicação com algum dispositivo externo que esteja apto a realizar essas alterações, ou seja, deve ser programável.

Essa funcionalidade permite dois cenários que afetam a metrologia e, conseqüentemente, o Inmetro se preocupou em minimizar seus impactos. O primeiro cenário é uma intervenção fraudulenta do consumidor no sistema de medição, programando-o de tal forma que reduza a sua conta de energia. Por exemplo, o consumidor pode programar o medidor para que toda a energia seja registrada no posto horário fora de ponta e com isso, pagar sempre uma energia a um preço mais barato. Um segundo cenário são eventuais erros de programação das distribuidoras que venham a prejudicar os consumidores. Ficou claro para o Inmetro que essa vulnerabilidade precisava de uma solução segura e, também, que possuísse lastro, no caso da dúvida do autor da anomalia detectada.

O segundo conceito importante a ser introduzido refere-se aos protocolos de comunicação com os medidores. Para garantir a interoperabilidade entre os diversos fabricantes, o protocolo de dados de comunicação com esses equipamentos, foi regido por uma norma da Agência Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), a NBR 14522 de 2004 que trata do intercâmbio de informações para sistemas de medição de energia elétrica. Essa norma foi desenvolvida para atendimento ao parque de medidores programáveis do grupo A com a introdução das tarifas horosazonais Azul e Verde.

Contudo, a norma não provê os requisitos mínimos de segurança desejáveis para a disseminação do parque de medidores programáveis para o grupo B e a conclusão do Inmetro é que a norma atual não é adequada ao ambiente de medição inteligente, múltipla tarifação e segurança de *software* do medidor de energia elétrica, dentre as vulnerabilidades, destacam-se:

- Insegurança na autenticação para abertura de sessão de comunicação.
- Não obrigatoriedade de uso de senha individual para os medidores.

Sendo assim, a Portaria Inmetro nº 586/12 que trata especificamente do sistema operacional do medidor, que no entendimento do Inmetro, passou a ser metrologicamente relevante, regulamentou que:

- *Os parâmetros que fixam as características legalmente relevantes do sistema/instrumento de medição de energia elétrica devem ser protegidos contra modificações não autorizadas.*
- *Todas as modificações em parâmetros relevantes deverão ser registradas em memória não-volátil.*
- *No caso de medição por postos tarifários definidos por horário de consumo, serão considerados parâmetros relevantes o horário do medidor e as informações de início e fim de posto tarifário.*

Desde a publicação dessa portaria que o Inmetro vem reunindo as entidades do setor elétrico para estimular e catalisar a busca de uma solução comum, que confira segurança na alteração de parâmetros legalmente relevantes para medidores de múltipla tarificação, no contexto do protocolo atual, já que a adoção de um novo protocolo ou a revisão brusca do protocolo ABNT atual necessitaria de um prazo ainda maior.

A preocupação torna-se ainda mais evidente em situações já existentes desse tipo de fraude, que causaram prejuízos milionários às distribuidoras, mesmo ainda com um parque reduzido de medidores “programáveis” no Brasil. Diversos veículos de comunicação do país publicaram o caso ocorrido no Mato Grosso do Sul no início de 2014, onde o fraudador possuía o *firmware*, que é o sistema operacional embarcado nos medidores, e o programa de comunicação com o equipamento. A distribuidora alegou um prejuízo de 87 milhões de reais com a fraude e a notícia foi veiculada em diversos canais de comunicação.

No cenário internacional também foram identificados problemas relacionados à segurança dos medidores, diversos veículos publicaram um “ataque” feito por *hackers* a medidores inteligentes instalados na Espanha. Neste caso a motivação era diferente, ao invés de fraudar o medidor para obter benefícios ilícitos financeiros na fatura de energia, o objetivo era acionar os dispositivos de corte de energia dos equipamentos para um apagão generalizado

(*blackout*), comprometendo a segurança das pessoas e a confiabilidade do setor elétrico na Espanha. Alguns canais acreditam que esse tipo de “ataque” é meramente para provar a fragilidade do sistema e exaltar a habilidade do *hacker*, sem fins econômicos envolvidos (smartgridawareness, 2014).

No início de 2016 o Inmetro chegou a um consenso junto às entidades envolvidas e ficou definido uma solução de curto prazo com pequenas alterações no protocolo atual e uma solução de longo prazo que irá requerer uma revisão geral do protocolo ou a adoção de outro protocolo que atenda aos requisitos de segurança exigidos pelo Inmetro como, por exemplo, o protocolo DLMS/COSEM (“*Device Language Message Specification/Companion Specification for Energy Metering*”), padronizado pela IEC 62056 (“*International Electrotechnical Commission*”), que é um conjunto de normas para o intercâmbio de informações entre os sistemas de medição de energia elétrica. Esse protocolo é dotado de padrões internacionais que são periodicamente revisados pelo grupo de estudos, atendendo os requisitos técnicos, operacionais e de segurança da informação de diversos projetos de redes inteligentes do mundo.

Com a resolução dessa pendência metroológica, que estava postergando a implantação da tarifa branca no Brasil, o Inmetro iniciou o processo de aprovação dos medidores e a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 733 de 2016 (ANEEL, 2016), regulamentou a data início de aplicação da tarifa branca no Brasil.

O início da tarifa branca ficou definido para 01 de Janeiro de 2018 e o processo de requisição dos consumidores foi escalonado pela agência, para que as distribuidoras possam atender com qualidade e dentro dos prazos previstos, já que o volume de solicitações pode exceder a capacidade de atendimento das distribuidoras. O método de escalonamento foi por faixa de consumo e ficou definido que:

*A partir de 1º de janeiro de 2018, o consumidor pode solicitar adesão à tarifa branca ou a instalação de medidores com funcionalidades adicionais, conforme o seguinte cronograma:*

- I) de imediato, para as novas ligações e para as unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 500 kWh por mês;*
- II) em até 12 (doze) meses, para unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 250 kWh por mês; e*
- III) em até 24 (vinte e quatro) meses, para as demais unidades consumidoras.*

## 4. Metodologia

A metodologia empregada no desenvolvimento do trabalho está dividida em duas etapas. Na primeira etapa é realizado um detalhamento de como são definidas as tipologias dos subgrupos para uma determinada distribuidora de energia. O entendimento dessa metodologia é de extrema importância para o objetivo principal, pois serão as informações que irão compor o processo de avaliação e proposição metodológica do *kz*. Na segunda etapa será definida a metodologia da dissertação em si, assim como os parâmetros e as variáveis utilizadas para alcançar o objetivo principal dessa dissertação.

### 4.1. Definição dos Consumidores-tipo

Segundo a ANEEL, a cada ciclo de revisão tarifária as concessionárias devem caracterizar a carga de suas unidades consumidoras bem como do carregamento de suas redes e transformadores, essa metodologia está definida no documento que trata dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL, 2016). Essa caracterização é realizada via campanha de medidas. As etapas da caracterização da carga são:

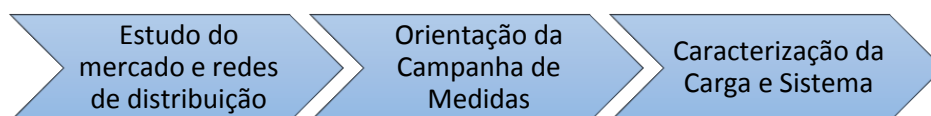


Figura 4.1 – Etapas de caracterização da carga  
Fonte: PRODIST (ANEEL, 2016)

Primeiramente são definidas as amostras a serem medidas para cada um dos grupos tarifários e estratos. Após a realização das medições, as mesmas são aferidas e com base nas medições validadas é caracterizada a carga e o sistema. A primeira etapa da campanha de medidas consiste na solicitação e recebimento das

informações de base de clientes, rede e injeção e a análise do mercado e das redes de distribuição da concessionária estudada. E é com base nessas informações que se define o tamanho da amostra a ser medida pela concessionária. A

Figura 4.2 apresenta as etapas do processo de caracterização da carga.

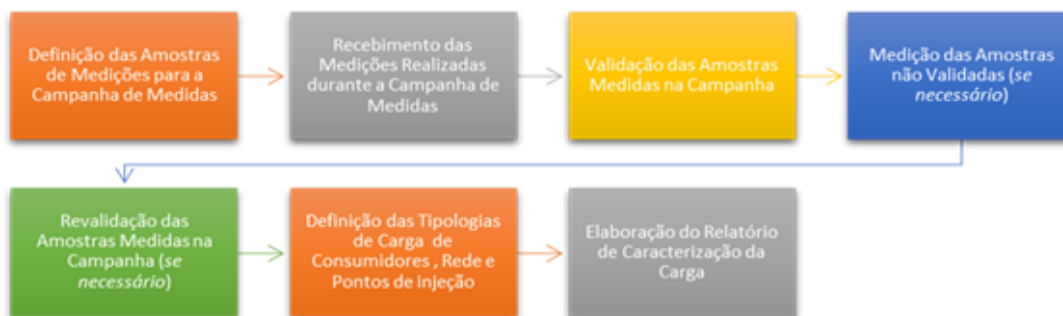


Figura 4.2 – Etapas do processo de caracterização da carga  
Fonte: PRODIST (ANEEL, 2016)

A definição da amostra da campanha de medidas é elaborada somente para clientes do subgrupo A4 e do Grupo B, e para transformações MT/MT e MT/BT. Todos os outros clientes (alta tensão), transformações e pontos são medidos por memória de massa<sup>11</sup> considerando todo o universo de clientes. Por definição, SDMT refere-se às unidades consumidoras conectadas no sistema de distribuição de média tensão e SDBT no sistema de distribuição de baixa tensão.

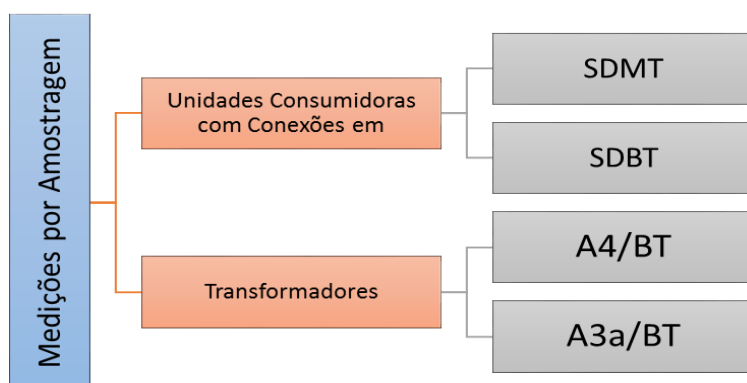


Figura 4.3 – Definição da amostra  
Fonte: PRODIST (ANEEL, 2016)

<sup>11</sup> A memória de massa é o armazenamento temporal dos registros de energia pelos medidores. Medidores do grupo A são dotados desse recurso para apurar a demanda máxima de potência, necessária para a tarifação binômia.

Para a definição da amostra a ser medida na campanha é necessário que os clientes e redes sejam estratificados e uma amostra representativa de clientes/transformadores seja definida para cada um dos estratos. No caso das unidades consumidoras são considerados três níveis de estratificação. O primeiro nível corresponde à estratificação por faixa de tensão. O segundo nível de estratificação considera as diferentes aberturas para as unidades consumidoras conectadas no SDMT e no SDBT. No caso da baixa tensão, as aberturas consideradas são as classes de consumo. Por fim, no terceiro nível, as classes de consumo do SDBT são estratificadas por faixas de consumo médio dos últimos 12 meses. Como pode ser observado na Figura 4.4.

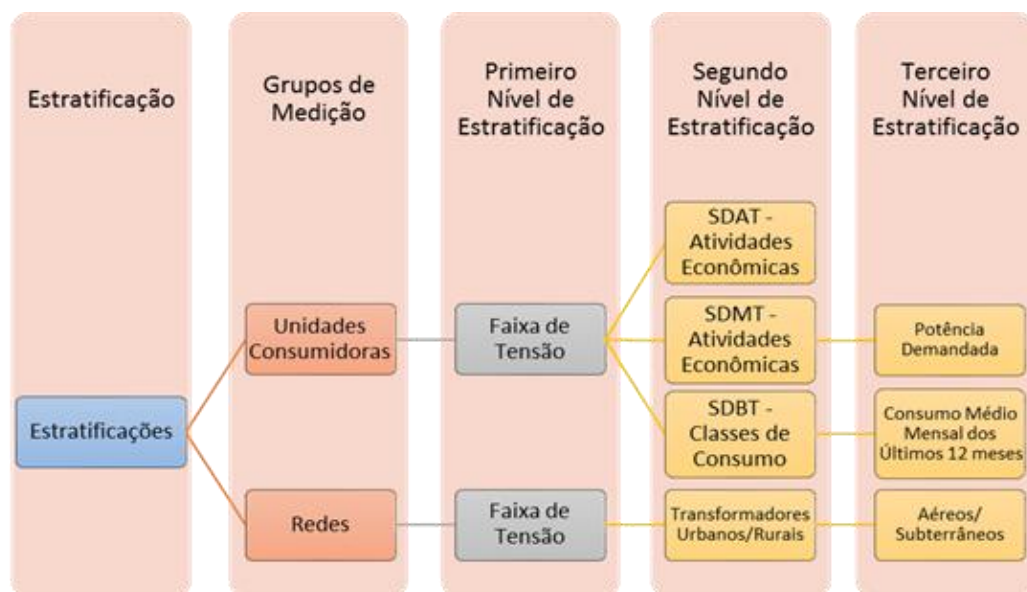


Figura 4.4 – Níveis de estratificação da amostra  
Fonte: PRODIST (ANEEL, 2016)

Os consumidores de alta e média tensão são estratificados por atividade econômica enquanto os de baixa tensão por classe de consumo, sendo consideradas as classes residencial, industrial, comercial (compreende a classe comercial, serviços e outras atividades), rural e iluminação pública. Já a estratificação das unidades consumidoras, correspondentes da cada uma das classes de consumo do SDBT é definida considerando as faixas de consumo médio mensal nos últimos 12 meses, como apresentado na Figura 4.5.

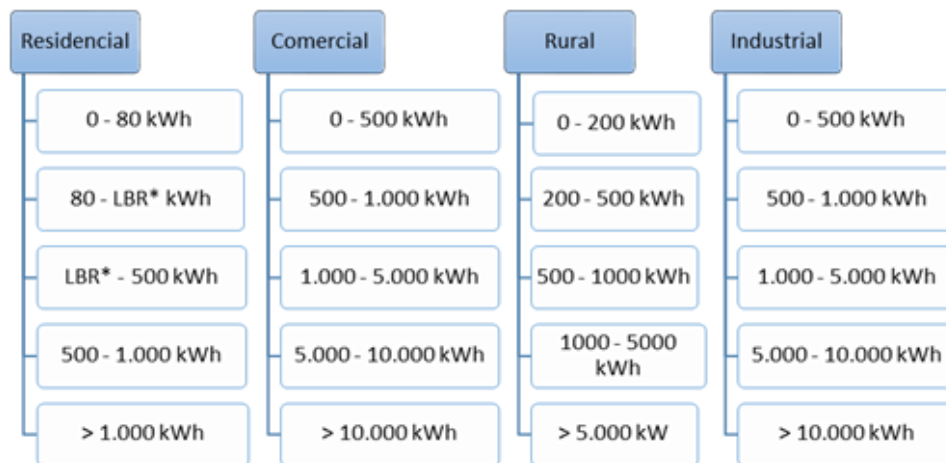


Figura 4.5 – Terceiro nível de estratificação da amostra – SDBT

Fonte: PRODIST (ANEEL, 2016)

Estratificado o banco de dados de clientes baixa tensão da concessionária, por classe de consumo e intervalo de consumo médio, tem-se então o conjunto de informações necessárias para a definição da amostra de clientes a serem medidos. Em termos gerais, para a determinação de um tamanho de amostra representativa são consideradas informações sobre variabilidade da característica em estudo, o nível de erro tolerável para as estimativas resultantes da amostra e o nível de confiança da estimação.

Essa variabilidade é calculada com base no consumo de energia elétrica em cada um dos estratos das classes de consumo estudadas e expresso pelo coeficiente de variação. O coeficiente de variação representa a variabilidade do consumo de energia ou perfil de carga expresso como proporção do consumo médio ou carga média. A formulação matemática do coeficiente de variação (CV) é a que segue:

$$CV = \frac{s}{\bar{x}} \quad (0.1)$$

Sendo:

$$S = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (0.2)$$

Onde:

$S$ : o desvio padrão do consumo de energia elétrica;

$x_i$  : consumo médio de energia elétrica, durante 12 meses, do consumidor  $i$ ;



$\bar{x}$ : consumo médio de energia elétrica do universo de consumidores do referido estrato;

$n$  : número de consumidores pertencentes ao referido estrato;

Na maioria dos casos não são conhecidos os valores de  $S$  e  $\bar{x}$  para todo o universo estudado, sendo, normalmente, observados os valores históricos, a fim de definir *proxies*. Na campanha de medidas, para a definição da amostra de clientes por estrato, o consumo médio de energia elétrica é utilizado como *proxy* da demanda horária, permitindo assim, a descrição do seu perfil de consumo em um período típico. De acordo com o critério definido no item 6 do Módulo 2 do PRODIST, a determinação do tamanho das amostras por extrato devem obedecer a seguinte equação.

$$n = \frac{1,96^2 \cdot (\frac{CV}{R})^2}{1 + \frac{1,96^2}{R} \cdot (\frac{CV}{R})^2} \quad (0.3)$$

Onde:

CV: coeficiente de variação médio

R: erro amostral

n: amostra

O coeficiente de erro amostral aceitável para cada estratificação deve ser de, no máximo, 20% e o nível de confiança de 95%. Analogamente ao procedimento definido no PRODIST utilizaram-se as expressões matemáticas apresentadas abaixo:

$$n_0 = \frac{z_{\alpha/2}^2 CV^2}{d^2} \quad (0.4)$$

Onde:

$d$ : nível de precisão desejado com relação ao parâmetro que se deseja estimar;

$z_{\alpha/2}$  : valor crítico da distribuição normal associada ao nível de confiança estabelecido. Para o estudo em questão  $z = 1,96$ ;

CV: coeficiente de variação.

Após a definição da amostra e a realização das medições durante sete dias (contendo sábado e domingo) dos clientes selecionados, o próximo passo da metodologia consiste na definição dos critérios de análise e tratamento dos dados coletados, e definição dos consumidores-tipo. A

Figura 4.6 apresenta as etapas correspondentes ao processo de validação da amostra aplicado pela ANEEL, onde, primeiramente, são retiradas a amostra das curvas incompletas e curvas que contenham muitos zeros.

Da quarta a sexta etapa apresentadas na

Figura 4.6 são realizados refinamentos na base de dados para filtrar as curvas consideradas “*outliers*” (etapa 4), onde são desconsideradas as curvas localizadas fora de um intervalo. A definição desse intervalo é obtida por meio do cálculo da média e desvio padrão dos fatores de carga dos dias úteis e não úteis de cada um dos estratos, sendo retiradas da amostra as curvas cujo fator esteja fora do intervalo.

Os limites inferiores e superiores são definidos aplicando um multiplicador sob o desvio padrão do fator de carga em cada um dos estratos. A última etapa da validação das medições consiste na definição das curvas típicas de cada um dos clientes medidos, sendo as mesmas definidas para sábado, domingo e dia útil, considerando um indicador intitulado Z. O indicador Z é definido como o valor resultante do produto da demanda máxima e da demanda média, sendo considerada a curva típica para um dado “tipo de dia” a que apresentar o maior valor de Z, ou seja, o Z máximo.

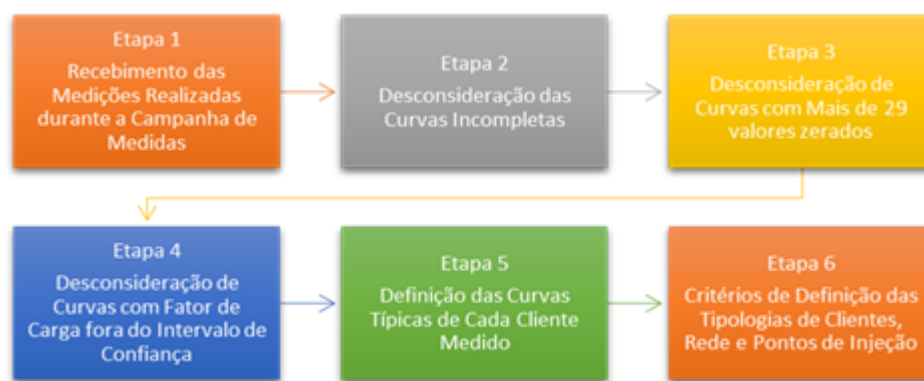


Figura 4.6 – Procedimento de validação das medições  
Fonte: PRODIST (ANEEL, 2016)

A última e não menos importante etapa, é a do agrupamento das curvas típicas escolhidas de cada cliente pertencente à amostra. É por meio desse agrupamento que são definidas as tipologias. A definição da quantidade ótima de agrupamentos depende de uma decisão discricionária do analista.

## 4.2. Metodologia proposta

O objetivo principal dessa dissertação é analisar a metodologia de definição do  $kz$  vigente na regulamentação atual e propor uma nova metodologia fundamentada no equilíbrio econômico financeiro da estrutura tarifária. Como descrito no capítulo anterior, a metodologia atual passou por diversas modificações e, ainda, traz uma série de questionamentos, principalmente das distribuidoras, no tocante à perda de receita e, consequentemente, da modicidade tarifária.

É extremamente importante nesse ponto, lembrar que o objetivo da tarifa branca é propiciar uma conta de energia mais barata na contrapartida àqueles que contribuírem para a redução do consumo no horário de ponta. Ora, o primeiro ponto questionável é o fato da migração não compulsória. A partir do momento que a metodologia considera para sua análise todo o subgrupo de clientes com uma mesma tarifa, faria mais sentido, determinar de forma compulsória a

migração para esse subgrupo e proporcionar uma estrutura tarifária que permitisse a modulação e, conseqüentemente, a redução ou o manutenção do valor da fatura de energia. Com isso, seria possível precisar os impactos da estrutura tarifária e alcançar o objetivo de forma eficiente, ou no mínimo, os que não modulassem suas cargas financiariam a expansão do sistema.

A dúvida do sucesso do modelo proposto e os diversos questionamentos dos agentes fazem sentido quando a opção da migração fica a cargo do cliente. É possível que ocorra, por exemplo, o pior cenário para o modelo, citado anteriormente como “reação 1”, onde apenas migrassem os clientes que fossem diretamente beneficiados pela tarifa branca, sem qualquer retribuição ao sistema. Nesse caso, haveria apenas uma perda de receita das distribuidoras sem qualquer postergação dos investimentos em expansão do sistema, que geraria um aumento na tarifa para todos os consumidores e, conseqüentemente, o fracasso da tarifa branca no Brasil.

Isso se torna possível quando algumas variáveis não são consideradas na metodologia de definição do  $kz$ . Essa dissertação irá se basear nos parâmetros da regulamentação atual da tarifa branca, ou seja, da migração não compulsória e de um  $kz$  por subgrupo. Isso posto, o objetivo será avaliar os impactos da metodologia atual e propor uma nova metodologia, que leve em consideração variáveis do custo de expansão e a capacidade de modulação dos consumidores de baixa tensão. Com isso, a expectativa é criar uma metodologia de definição dos  $kz$ , que venha a minimizar os impactos e até corrigir as eventuais distorções do modelo atual, no intuito de preservar o equilíbrio econômico da tarifa e, por conseguinte, contribuindo para a modicidade tarifária.

A ANEEL considerou em seu modelo apenas as curvas típicas de cada subgrupo, não observando de forma analítica os impactos globais do modelo. A metodologia proposta visa inserir novos parâmetros no cálculo do  $kz$ , para a obtenção de uma relação mais coerente para a estrutura tarifária, minimizando os impactos negativos e contribuindo para o sucesso da tarifa branca. Entende-se, também, corroborando com o entendimento da ANEEL, que a proposta das distribuidoras de utilização do  $kz$  intrínseco máximo das tipologias, não seria adequada, visto que seria uma forte barreira para as migrações, pois exigiria um

esforço de modulação muito elevado, para, possivelmente, um resultado econômico pequeno.

Portanto, a metodologia proposta para o cálculo do  $kz$ , poderá buscar o equilíbrio entre às expectativas dos agentes e a do regulador, e principalmente, para os consumidores, com a fundamentação analítica dos impactos do modelo proposto. Para facilitar a compreensão da metodologia, a mesma foi dividida em quatro etapas, conforme Figura 4.7.

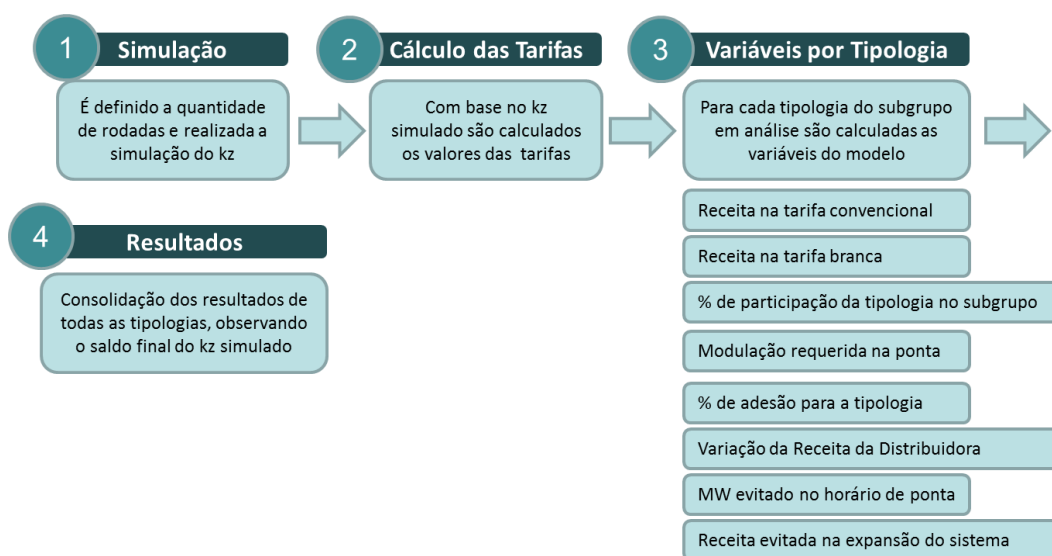


Figura 4.7 – A metodologia  
Fonte: Elaboração própria

#### 4.2.1.

##### **Etapas 1 – Simulação da variável $kz$**

Devido à complexidade de se obter uma função única para o  $kz$ , dado os parâmetros de entrada, os  $kz$  foram discretizados, entre zero e um, com probabilidades iguais ( $1/n$ ) para todas as ocorrências.

Logo, foram obtidos todos os valores possíveis de  $kz$  com intervalo entre eles de 0,001. O critério de decisão para o intervalo de variação do  $kz$  foi estabelecido em função da exatidão do  $kz$  homologado, que está em duas casas decimais, logo, em três casas decimais seria possível obter exatidão superior a da regulamentação vigente. Assim, a metodologia se inicia com 1.000 opções de  $kz$  geradas entre [0,1] com intervalo de 0,001.

#### 4.2.2.

#### Etapa 2 – Cálculo das tarifas

Na segunda etapa da metodologia são obtidos os valores das tarifas ponta, intermediária e fora ponta, da tarifação branca, com base no  $kz$  simulado e na tarifa convencional homologada da concessionária.

Na Tabela 4.1 estão os valores homologados das tarifas, a título de curiosidade, no último reajuste tarifário da distribuidora CEMAR – Companhia Energética do Maranhão, do subgrupo B1 – Residencial, que será utilizado como exemplo de definição dessa etapa.

Tabela 4.1 – Tarifas homologadas CEMAR

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	POSTO	UNIDADE	TUSD	TE
B1	Branca	Residencial	Ponta	MWh	753,57	316,47
B1	Branca	Residencial	Intermediário	MWh	476,06	204,94
B1	Branca	Residencial	Fora de Ponta	MWh	198,56	204,94
B1	Convencional	Residencial	Convencional	MWh	287,27	214,23

Fonte: Elaboração própria com base em (ANEEL, 2016)

Como citado anteriormente, a ANEEL já disponibiliza os valores da tarifa branca nas revisões tarifárias das distribuidoras, contudo, apenas será observado o  $kz$  aplicado pela metodologia ANEEL, para avaliação dos impactos e comparação com o  $kz$  obtido na metodologia que está sendo proposta.

Para a obtenção do  $kz$  homologado pela ANEEL é necessário o cálculo baseado no valor das tarifas homologadas e na metodologia descrita no PRORET (ANEEL, 2015), visto que, no documento de homologação das tarifas das distribuidoras, o  $kz$  não é informado. Conforme item 5.2 – Tarifa de referência da TUSD transporte para a modalidade horária branca, do Submódulo 7.2 do PRORET, a tarifa branca fora de ponta é calculada em função do fator  $kz$  à parcela de transporte da TUSD, os demais postos tarifários calculados em função da tarifa fora de ponta obtida no cálculo anterior.

*A TUSD TRANSPORTE da modalidade tarifária horária Branca, apurada na revisão tarifária, será definida por posto tarifário, e terá os seguintes valores:*

- I. Para o posto tarifário ponta será equivalente a 5 (cinco) vezes o valor da tarifa no posto fora ponta;*
- II. para o posto tarifário intermediário será equivalente a 3 (três) vezes o valor da tarifa no posto fora ponta; e*
- III. para o posto tarifário fora ponta será equivalente ao produto da TUSD da modalidade tarifária Convencional Monômia pelo parâmetro  $kz$ , calculado para cada subgrupo tarifário da distribuidora com base nos perfis típicos de consumo.*

Com base na metodologia descrita no PRORET e nas tarifas homologadas, é obtido o valor da parcela transporte da TUSD como:

$$TUSD_t = TUSD_c - \left( \frac{3}{2} \cdot TUSD_{fp} \right) + \left( \frac{1}{2} \cdot TUSD_i \right) \quad (0.5)$$

Onde:

$TUSD_t$ : valor referente à parcela transporte da TUSD;

$TUSD_c$ : valor homologado da TUSD na tarifa convencional;

$TUSD_{fp}$ : valor homologado da TUSD do posto fora de ponta da tarifa branca;

$TUSD_i$ : valor homologado da TUSD do posto intermediário da tarifa branca.

Na sequência, com os dados obtidos da TUSD transporte e da tarifa fora de ponta branca, é obtido o valor do  $kz$  homologado pela ANEEL na publicação das tarifas:

$$kz_h = \left( \frac{TUSD_{fp} - (TUSD_c - TUSD_t)}{TUSD_t} \right) \quad (0.6)$$

Onde:

$kz_h$ : valor do  $kz$  homologado.

Após a obtenção do  $kz$  homologado, retomando a etapa 2 da metodologia, para cada valor de  $kz$  simulado na etapa 1, são calculadas as tarifas dos postos fora de ponta, intermediário e ponta, da tarifa branca. As tarifas calculadas com a simulação do  $kz$  alteram apenas os valores das TUSD na modalidade branca. A TUSD convencional, assim como todas as tarifas da TE não são influenciadas pelo  $kz$  e, portanto, não são impactadas com a sua variação. A Tabela 4.2 demonstra as tarifas obtidas com os  $kz$  simulados no intervalo entre [0,600;0,610].

Tabela 4.2 – Tarifas obtidas no processo de simulação

<b>Kz</b>	<b>TUSD</b>				<b>TE</b>			
	<b>Conv</b>	<b>Branca F Ponta</b>	<b>Branca Interm</b>	<b>Branca Ponta</b>	<b>Conv</b>	<b>Branca F Ponta</b>	<b>Branca Interm</b>	<b>Branca Ponta</b>
0,600	287,27	196,29	469,24	742,19	214,23	204,94	204,94	316,47
0,601	287,27	196,51	469,92	743,33	214,23	204,94	204,94	316,47
0,602	287,27	196,74	470,60	744,46	214,23	204,94	204,94	316,47
0,603	287,27	196,97	471,29	745,60	214,23	204,94	204,94	316,47
0,604	287,27	197,20	471,97	746,74	214,23	204,94	204,94	316,47
0,605	287,27	197,42	472,65	747,88	214,23	204,94	204,94	316,47
0,606	287,27	197,65	473,33	749,01	214,23	204,94	204,94	316,47
0,607	287,27	197,88	474,01	750,15	214,23	204,94	204,94	316,47
0,608	287,27	198,11	474,70	751,29	214,23	204,94	204,94	316,47
0,609	287,27	198,33	475,38	752,43	214,23	204,94	204,94	316,47
0,610	287,27	198,56	476,06	753,56	214,23	204,94	204,94	316,47

Fonte: Elaboração própria



#### 4.2.3.

#### **Etapa 3 – Variáveis e parâmetros da metodologia**

Na terceira etapa foram definidas as variáveis e os parâmetros utilizados na metodologia. No intuito de alcançar o objetivo principal, percebeu-se que a utilização somente das curvas típicas dos subgrupos, como na metodologia atual, pode ocasionar em um  $kz$  distorcido, com impactos negativos para as partes. O intuito é encontrar um  $kz$  que propicie um equilíbrio entre a perda de receita gerada pela migração à tarifa branca com a economia na expansão dos investimentos. O ideal para a modicidade tarifária é que esse saldo seja zero, qualquer saldo diferente trará um desequilíbrio para o modelo.

É importante ressaltar que as variáveis são calculadas para cada grupo de consumidores-tipo, resultante das curvas da campanha de medidas, e por subgrupo da distribuidora. Todos os cálculos foram feitos utilizando uma projeção para um ano, considerando, com base no calendário de 2015, 252 dias úteis e 113 não úteis, que inclui sábados, domingos e os feriados nacionais.

Também para o cálculo das variáveis, os dados obtidos das campanhas de medida foram transformados em MWh médios, em dias úteis e dias não úteis, conforme Tabela 4.3 que demonstra os dados para o consumidor tipo 1 do subgrupo B1 da concessionária CEMAR.

Tabela 4.3 – Dados de medição do consumidor-tipo 1 Subgrupo B1 CEMAR

Hora	Subgrupo B1	Consumidor-Tipo 1
	Dia útil	Dia não útil
	MWh	MWh
00:00:00	55,453	58,765
01:00:00	44,953	55,197
02:00:00	41,814	51,819
03:00:00	42,195	48,537
04:00:00	37,298	44,677
05:00:00	35,996	40,741
06:00:00	35,951	39,699
07:00:00	30,375	37,514
08:00:00	30,775	37,140
09:00:00	30,567	39,827
10:00:00	27,271	38,648
11:00:00	28,972	39,837
12:00:00	36,158	41,790
13:00:00	40,641	46,606
14:00:00	33,734	46,919
15:00:00	37,239	52,032
16:00:00	36,425	51,155
17:00:00	39,580	52,964
18:00:00	44,177	52,399
19:00:00	66,252	55,945
20:00:00	95,753	62,751
21:00:00	79,510	63,083
22:00:00	70,361	67,395
23:00:00	76,347	65,004

Fonte: Elaboração própria com base em (ANEEL, 2016)

Na sequência serão definidas as variáveis do modelo calculadas para cada tipologia e para cada  $kz$  simulado na etapa anterior.

#### 4.2.3.1.

##### Receita na tarifa convencional

A receita na tarifa convencional é o valor expresso em (MR\$/ano) do faturamento das unidades consumidoras da tipologia, considerando que todas

estão enquadradas na modalidade tarifária convencional. O cálculo dessa variável é único por tipologia, visto que, o valor da tarifa convencional não sofre influência dos  $kz$  simulado.

$$RTC = (TUSD_c + TE_c) \cdot [(\sum MWh_{du} \cdot 252) + (\sum MWh_{dnu} \cdot 113)] \quad (0.7)$$

Onde:

RTC: receita em (MR\$/ano) da tipologia na tarifa convencional;

$TUSD_c$ : valor homologado da TUSD na tarifa convencional;

$TE_c$ : valor homologado da TE na tarifa convencional;

$MWh_{du}$ : energia média horária da tipologia considerando os dias úteis;

$MWh_{dnu}$ : energia média horária da tipologia considerando os dias não úteis;

#### 4.2.3.2.

##### Receita na tarifa branca

A receita na tarifa branca é o valor expresso em (MR\$/ano) do faturamento das unidades consumidoras da tipologia considerando que todas estão enquadradas na modalidade tarifária branca. Essa variável difere por tipologia e por  $kz$  simulado, visto que os valores das TUSD dos postos horários da tarifa branca são influenciados pelo  $kz$ .

$$RTB_{fp} = (TUSD_{fp} + TE_{fp}) \cdot [(\sum MWh_{fpdu} \cdot 252) + (\sum MWh_{dnu} \cdot 113)] \quad (0.8)$$

$$RTB_i = (TUSD_i + TE_i) \cdot (\sum MWh_{idu} \cdot 252) \quad (0.9)$$

$$RTB_p = (TUSD_p + TE_p) \cdot (\sum MWh_{pdu} \cdot 252) \quad (0.10)$$

$$RTB = RTB_{fp} + RTB_i + RTB_p \quad (0.11)$$

Onde:

$RTB$ : receita em (MR\$/ano) da tipologia na tarifa branca;

$TUSD_{fp}$ : valor calculado da TUSD na tarifa branca posto fora de ponta;

$TUSD_i$ : valor calculado da TUSD na tarifa branca posto intermediário;

$TUSD_p$ : valor calculado da TUSD na tarifa branca posto ponta;

$TE_{fp}$ : valor calculado da TE na tarifa branca posto fora de ponta;

$TE_i$ : valor calculado da TE na tarifa branca posto intermediário;

$TE_p$ : valor calculado da TE na tarifa branca posto ponta;

$MWh_{fpdu}$ : energia média horária do posto fora de ponta dos dias úteis;

$MWh_{idu}$ : energia média horária do posto intermediário dos dias úteis;

$MWh_{pdu}$ : energia média horária do posto ponta dos dias úteis;

$MWh_{dnu}$ : energia média horária da tipologia considerando os dias não úteis;

#### 4.2.3.3.

##### Participação da tipologia no subgrupo

Percentual da energia que a tipologia representa da energia total do subgrupo que está sendo observado.

$$P = \frac{\sum MWh_{tipo}}{\sum MWh_{total}} \quad (0.12)$$

Onde:

$P$ : participação da tipologia no subgrupo (%);

$MWh_{tipo}$ : energia média horária da tipologia;

$MWh_{total}$ : energia média horária da soma das tipologias;

#### 4.2.3.4.

##### Modulação requerida

Essa variável é condicionante às variáveis de receitas nas modalidades branca e convencional e possui duas situações:

- Situação 1 – Receita na tarifa branca da tipologia, para um determinado  $kz$ , menor que a receita na tarifa convencional. Isso implica que, neste caso, a tarifa branca é vantajosa sem qualquer necessidade de esforço de modulação, logo, a variável assume um valor de 0%.
- Situação 2 – Receita na tarifa branca da tipologia, dado um determinado  $kz$ , maior que a receita na tarifa convencional. Isso implica que, neste caso, a tarifa convencional é vantajosa e, conseqüentemente, deverá haver modulação para a migração. Logo, é calculada a diferença financeira entre as modalidades tarifárias e a variável recebe o percentual de modulação (transferência de carga dos postos intermediários e ponta para o posto fora de ponta), necessário para igualar a receita da modalidade branca à receita da convencional.

#### **4.2.3.5. Adesão da tipologia**

Essa variável é binária no modelo e dependente do resultado da variável de modulação requerida. Para a tomada de decisão se a tipologia, dado o  $kz$ , irá migrar para a tarifa branca ou permanecer na convencional é avaliado um parâmetro denominado de capacidade de modulação<sup>12</sup>. Esse parâmetro determina qual o percentual de deslocamento de carga que as unidades consumidoras estariam dispostas a modular para aderirem à tarifa branca. A adesão por tipologia possui duas situações:

- Situação 1 – A variável modulação requerida é maior que o parâmetro que determina a capacidade de modulação. Nesse caso, não há incentivo para adesão à tarifa branca, visto que, mesmo modulando a carga, a tarifa convencional permanece vantajosa. Nessa situação, será considerado que 0% dos consumidores pertencentes à tipologia irá migrar.
- Situação 2 – A variável modulação requerida é menor que o parâmetro que determina a capacidade de modulação. Nesse caso, há incentivo para

<sup>12</sup> A capacidade de modulação refere-se ao percentual de carga, que uma unidade consumidora do grupo B, consegue modular em resposta a um estímulo tarifário.

adesão à tarifa branca, visto que, ou a tarifa branca já é vantajosa sem a necessidade de modulação, ou a modulação requerida é menor que a capacidade de modulação. Nessa situação, será considerado que 100% dos consumidores pertencentes à tipologia irão migrar.

#### 4.2.3.6.

##### **Variação da receita da distribuidora**

Variável expressa em (MR\$ / ano) referente à variação da receita da distribuidora, caso haja a migração da tipologia para a tarifa branca no  $kz$  simulado.

$$VAR = (RTB - RTC) \cdot Ad \quad (0.13)$$

Onde:

VAR: variação da receita em (MR\$/ano) da tipologia;

Ad: adesão da tipologia a tarifa branca (0% ou 100%).

#### 4.2.3.7.

##### **Demanda retirada da ponta**

Variável expressa em (MW) referente à demanda retirada da ponta, para um determinado  $kz$  simulado, caso haja a migração da tipologia para a tarifa branca. Será considerada que a modulação média dos consumidores da tipologia será a capacidade da modulação, aplicada à média da energia no horário de ponta da curva de carga da tipologia.

$$MW_{ret} = CM \cdot Ad \cdot \sum MWh_{pdu} / 3 \quad (0.14)$$

Onde:

$MW_{ret}$ : demanda de potência horária retirada da ponta dado a modulação da tipologia;

CM: capacidade de modulação da tipologia;

#### 4.2.3.8.

##### Receita retribuída ao sistema

Variável expressa em (MR\$ / ano) referente ao custo evitado de expansão do sistema de distribuição com a retirada da carga ocasionada pela modulação. Para o cálculo da variável é considerado a demanda retirada da ponta e o parâmetro Custo Médio de Expansão<sup>13</sup> (CME) da distribuidora.

$$RRS = CME \cdot MW_{ret} \quad (0.15)$$

Onde:

RRS: receita retribuída ao sistema com a modulação da tipologia;

CME: custo médio de expansão expresso em MR\$/MW;

Na sequência serão definidos os parâmetros do modelo. Os dois parâmetros utilizados são fixos, para todos os valores simulados do  $kz$ , independente da tipologia ou subgrupo.

#### 4.2.3.9.

##### Capacidade de modulação

A capacidade de modulação refere-se ao percentual de carga, que uma unidade consumidora do grupo B, consegue modular em resposta a um estímulo tarifário, ou seja, retirar a carga de um posto horário cujo preço da energia é mais caro e inserir em outro mais barato, viabilizando a migração para uma modalidade tarifária horo-sazonal.

<sup>13</sup> O custo médio de expansão é um valor expresso em (R\$ / kW) que representa o investimento necessário na rede de distribuição, para incrementar um quilowatt (1 kW) de potência.

Em busca recente nas bases de dados não foi encontrado nenhum trabalho que estime esse parâmetro para as unidades consumidoras de baixa tensão do Brasil, o que torna essa definição um pouco mais complexa e menos exata, contudo, experiências internacionais de projetos de *time of use* para consumidores de baixa tensão, possuem informações claras quanto à capacidade de modulação dos consumidores. Na ausência de trabalhos semelhantes a nível nacional, serão utilizados os resultados de projetos internacionais para a determinação do parâmetro.

A ANEEL por meio da Nota Técnica 197/2012 (ANEEL, 2012), que trata da definição do *kz*, declarou que, de acordo com estudo contratado ao *Carbon Trust Institute, Time-of-using pricing: Lessons from international experience, Final Report, Abril 2012*, a capacidade de modulação dos consumidores, nesse contexto, varia de 0% a 11,6%.

- *Experiências internacionais mostram que consumidores submetidos à tarifação horária podem apresentar uma redução no consumo de ponta que varia de 0% à 11,6%, sendo o nível de redução alcançado fortemente dependente de uma tarifa bem desenhada.*

Declarou ainda, referente ao estudo contratado, na Nota Técnica 1/2013 (ANEEL, 2013), que: “*As tarifas horárias são eficazes na condução de mudanças no consumo residencial de energia elétrica, tendo os projetos selecionados apresentado*”:

- i. *uma redução da demanda de pico de até 12%;*
- ii. *uma redução média de 7%;*
- iii. *uma redução da demanda de pico entre 5% e 10%, no caso dos projetos mais relevantes;*
- iv. *uma redução inconsistente da demanda global.*

Em Março de 2007, o regulador irlandês emitiu o documento *Demand Side Management and Smart Metering Consultation Paper* (CER, 2007), em que se identificou a questão da disponibilização, a clientes residenciais e a pequenas empresas, da energia a preços em função da hora do dia e com base em medição



inteligente. Foi dado seguimento a esta questão através de uma publicação do regulador, em Novembro de 2007, *Smart Metering - The Next Step Implementation* (CER, 2007), que delineou uma estrutura na qual o âmbito futuro dos procedimentos de medição inteligente poderia ser estabelecido. Nesse projeto, constatou-se uma resposta dos consumidores ao modelo de tarifação com uma transferência média de 8,8% do consumo do horário de pico para os demais horários. Ao adicionar o *in home display (IHD)*<sup>14</sup>, a transferência média do consumo foi de 11,3%.

Já o projeto de Victoria – Austrália, em análise econômica do projeto, reconheceu que as tarifas multi-horárias têm como principal benefício o fato de incentivarem os consumidores a deslocarem carga de períodos de ponta para períodos de vazio. O estado de Victoria é um dos locais do mundo em que a potência instalada é menos eficientemente utilizada, ou seja, só num número escasso de dias é que é realmente necessária. Logo, o estado de Victoria deverá ser um dos locais do mundo em que há maior benefício em transferir consumo da ponta para o fora de ponta. Este benefício relaciona-se, sobretudo, com a redução ou postergação de investimento em centros de produção de energia ou rede. Considerou-se que os consumidores que aderem às tarifas multi-horárias (15% em 2017) irão reduzir a sua ponta de consumo em 1,5%. As informações foram obtidas do relatório “*Victorian Auditor General (2009) Towards a Smart Grid – the roll-out of Advanced Metering Infrastructure*”, disponível no *site* do governo Australiano (VAGO, 2009).

No projeto *InovGrid* de Portugal foram considerados diferentes níveis para a transferência do consumo em resposta à programas de tarifação na baixa tensão. Transferência de 1% (com análise de sensibilidade entre 0,5% e 2%) para os consumidores que possuem menos informações sobre o consumo. Transferência de 2% (com análise de sensibilidade entre 1% e 4%) para aqueles que possuem informações mais ricas sobre o perfil de consumo. Transferência de 3% (com análise de sensibilidade entre 1,5% e 6%) para aqueles que adquirirem um IHD.

---

<sup>14</sup> IHD é um dispositivo que permite o acompanhamento do consumo em tempo real.

Enfim, como observado nas experiências internacionais, o fenômeno da transferência de carga em resposta a estímulos tarifários varia conforme o projeto. Resta a escolha do parâmetro da capacidade de modulação para aplicação ao cenário brasileiro. A escolha para o parâmetro foi de 8,8%, primeiramente, pelo motivo de ser o dado do projeto da Irlanda, que possui um trabalho de ampla proporção. Segundo, por estar em linha com as projeções da ANEEL e dos demais projetos observados.

Esse parâmetro é de extrema importância para o modelo, pois é utilizado na tomada de decisão se haverá a migração para a tarifa branca dos consumidores enquadrados em uma determinada tipologia, dado um  $kz$  simulado. Quanto menor à capacidade de modulação dos consumidores, menor terá que ser o  $kz$  para viabilizar a tarifa branca.

A capacidade de modulação é fortemente influenciada pelo nível de informação que o consumidor possui referente ao seu consumo. Um consumidor que acompanha em tempo real os dados de consumo de sua unidade, como por exemplo, dentro de um ambiente de medição inteligente, terá mais gestão sobre o consumo e, conseqüentemente, tende a aumentar a sua capacidade de modulação. Ao contrário do consumidor que conhece seu consumo apenas quando recebe a fatura de energia, nesse momento não há mais como tomar providências de deslocamento de carga. Outro fator que também colabora é a inserção de equipamentos inteligentes, dentro de um contexto de internet das coisas (*Internet of Things – IOT*).

Entende-se que a definição do parâmetro é um ato de partida para o modelo e que, caso adotado, regularmente nas campanhas de medidas e revisões tarifárias das distribuidoras, esse parâmetro poderá ser reajustado com dados reais das curvas de carga, inclusive atribuindo valores distintos para cada subgrupo e distribuidora, se observado essa pertinência.

#### 4.2.3.10.

##### Custo médio de expansão

O custo médio de expansão é um valor expresso em (R\$/kW) que representa o investimento necessário na rede de distribuição, para incrementar um *quilowatt* (1 kW) de potência. A ANEEL divulga nas notas técnicas de revisão tarifária o custo médio de expansão por faixa de tensão e por distribuidora. O detalhamento do cálculo dos custos médios está descrito na Nota Técnica nº 311/2011 (ANEEL, 2011).

De acordo com a nota técnica (ANEEL, 2011), os cálculos são realizados por módulos de equipamentos/obras, considerando a razão entre o custo total, obtido pelo produto dos custos unitários e o quantitativo de cada módulo, e o carregamento médio dos módulos, com base no sistema de distribuição existente. A Tabela 4.4 demonstra, como exemplo, os custos médios calculados para a CEMAR em seu processo de revisão tarifária realizado em 2013.

Tabela 4.4 – Exemplo de custos médios CEMAR 2013

Agrupamento	Custo Médio
	R\$/kW
AT - 2	239,03
AT - 3	107,71
MT	382,78
BT	238,31

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2013)

Sendo assim, o parâmetro irá conter o custo médio de expansão para o nível de tensão BT, mercado da tarifa branca, e será utilizado na metodologia para calcular a retribuição financeira proporcionada pela modulação das tipologias.

#### 4.2.4.

##### Etapa 4 – Consolidação dos resultados

Por fim, após o cálculo de todas as variáveis para cada *kz* simulado e para cada tipologia, na quarta etapa serão consolidados os resultados. Para cada *kz*

simulado é realizado a soma das variáveis da etapa anterior de todas as tipologias, acumuladas em variáveis globais e calculado o saldo, que é o resultado da diferença entre a variação da receita da distribuidora e a receita evitada na expansão do sistema.

$$SALDO = \sum_{i=1}^n VAR_i + \sum_{i=1}^n RRS_i \quad (0.16)$$

Onde:

VAR: variação da receita em (MR\$/ano) da tipologia;

RRS: receita retribuída ao sistema com a modulação da tipologia;

n: quantidade de tipologias do subgrupo;

Como o objetivo da metodologia é proporcionar o equilíbrio entre a perda de receita da distribuidora e a receita evitada na expansão do sistema, entende-se que o melhor  $kz$  para o subgrupo é aquele cuja função saldo é igual à zero, no menor valor possível de  $kz$ . Ou seja, será determinado para cada subgrupo, que é o menor nível de agrupamento de clientes, uma estrutura tarifária que leve em consideração tanto às particularidades dos diferentes tipos de consumidores do subgrupo ( $kz$  intrínseco), quanto o equilíbrio econômico.

#### **4.2.5. Considerações**

Na metodologia está sendo considerado que o cliente sempre irá optar pela modalidade tarifária vantajosa, o que tende a acontecer no longo prazo com a estabilidade da estrutura tarifária. A partir do momento que as migrações iniciarem os parâmetros estimados na metodologia poderão ser calculados durante os processos de revisão tarifária, e com isso, proporcionar um refinamento da metodologia, com a retroalimentação das curvas de carga dos subgrupos, considerando o montante de clientes migrados para a tarifa branca.

## 5. Resultados

### 5.1. Apresentação dos resultados

No intuito de facilitar a compreensão da metodologia o capítulo de resultados está estruturado para apresentar uma rodada detalhada da metodologia em uma distribuidora escolhida aleatoriamente. Na sequência será demonstrado o método de avaliação do  $kz$  homologado dessa mesma distribuidora e a comparação com os  $kz$  resultados da metodologia proposta. Por fim, serão apresentados os resultados consolidados para as demais distribuidoras que foram analisadas nesse trabalho.

### 5.2. Aplicação da metodologia

A demonstração detalhada da metodologia será realizada para a distribuidora EDP Escelsa, que é responsável pela distribuição de energia em 70 municípios do Espírito Santo, totalizando 1,5 milhão de unidades consumidoras. A segmentação de mercado da distribuidora pode ser observada na Figura 5.1. Os dados utilizados são o da última revisão tarifária da distribuidora, que ocorreu em Agosto de 2016.

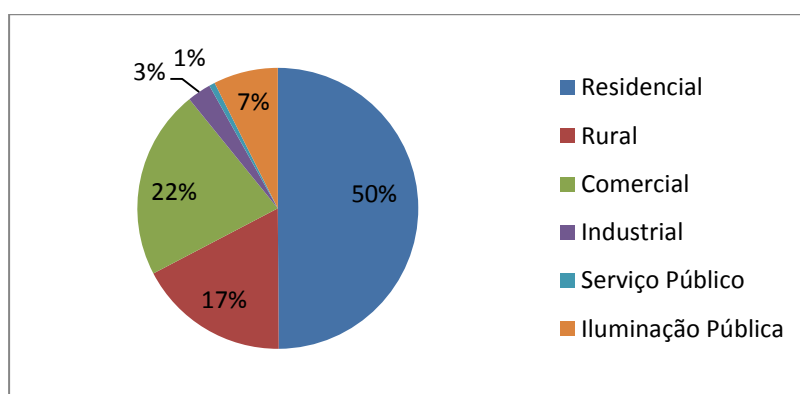


Figura 5.1 – Composição do Mercado Cativo de Baixa Tensão (%)  
Fonte: Elaboração própria com base em (ANEEL, 2016)

### 5.2.1. Definição dos consumidores-tipo

Inicialmente foram obtidas as curvas de carga da campanha de medidas da distribuidora, disponibilizadas na documentação da revisão tarifária no *site* da ANEEL (ANEEL, 2016), e após o tratamento dos dados, foram definidas as tipologias para os subgrupos residencial, comercial e industrial. Nesse ponto tem-se um agrupamento horário das medições coletadas em curvas médias diárias para dias úteis e não úteis. Na sequência serão demonstradas, as curvas obtidas das tipologias dos subgrupos residencial, comercial e indústria, considerando os dias úteis.

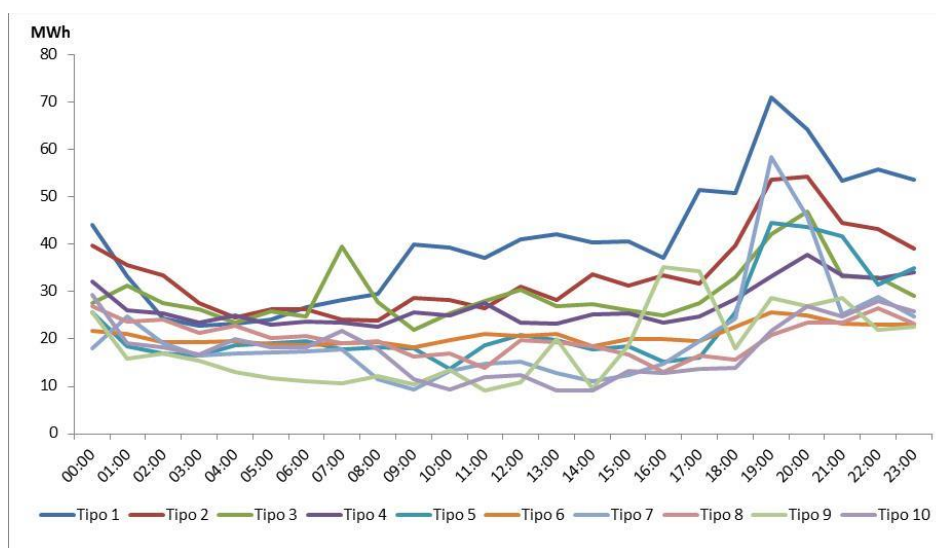


Figura 5.2 – Consumidores-tipo residencial dia útil  
Fonte: Elaboração própria com base em (ANEEL, 2016)

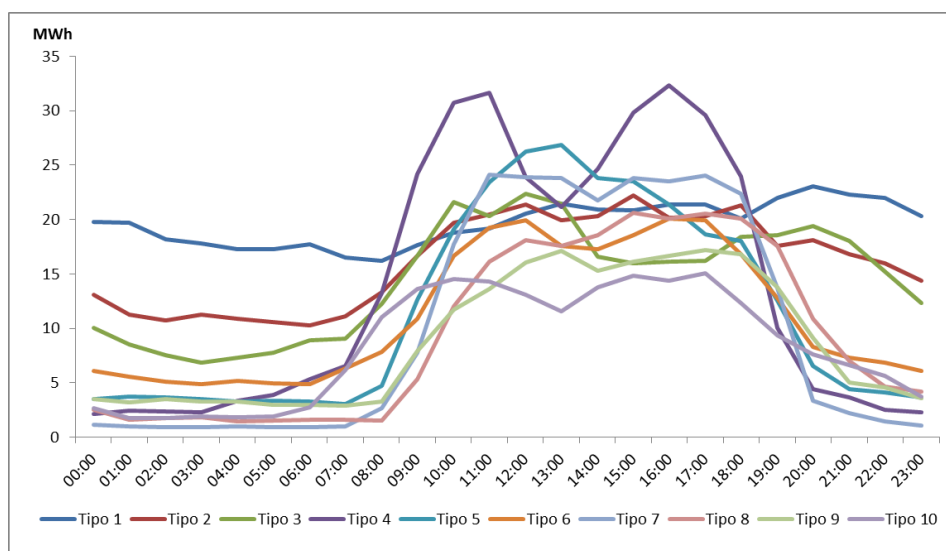


Figura 5.3 – Consumidores-tipo comercial dia útil  
Fonte: Elaboração própria com base em (ANEEL, 2016)

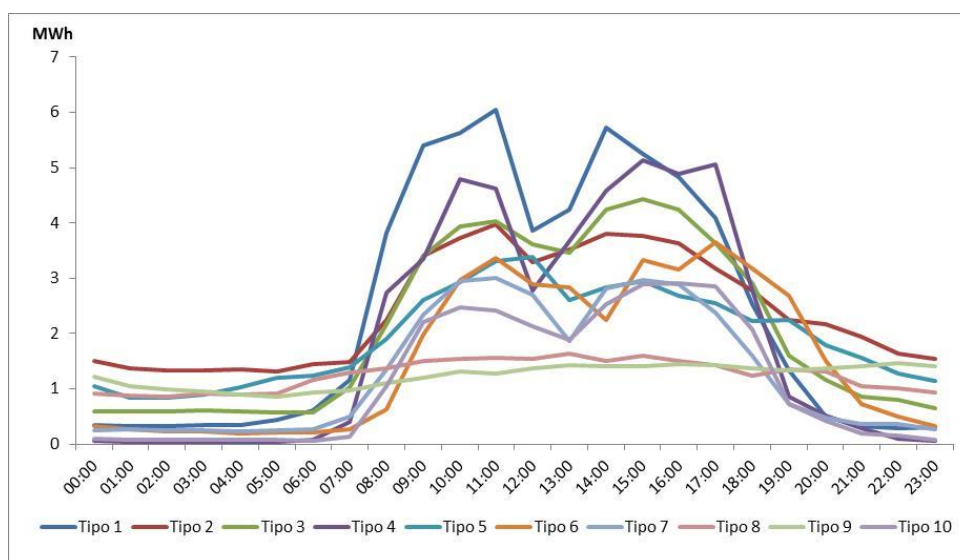


Figura 5.4 – Consumidores-tipo industrial dia útil  
Fonte: Elaboração própria com base em (ANEEL, 2016)

Como observado nas tipologias dos subgrupos comercial e industrial, os picos de carga estão em horários distintos do horário de ponta proposto na tarifa branca, na maioria das tipologias. Já o subgrupo residencial possui o pico coincidente com o horário de ponta (18h00min às 21h00min), na maioria das tipologias. Isso implica na possibilidade de um  $k_z$  mais baixo para o residencial, de tal forma que a migração para a tarifa branca só viabilize com a modulação das

cargas no horário de pico e, conseqüentemente, uma retribuição equiparada ao sistema.

### 5.2.2. Tarifas homologadas da distribuidora

Para as tarifas convencionais foram utilizadas as homologadas na última revisão tarifária da distribuidora que ocorreu em Agosto de 2016.

Tabela 5.1 – Tarifas EDP Escelsa Grupo B

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	POSTO	UNIDAD E	TUSD	TE
B1	Branca	Residencial	Ponta	MWh	484,50	339,47
B1	Branca	Residencial	Intermediário	MWh	325,21	223,99
B1	Branca	Residencial	Fora de Ponta	MWh	165,92	223,99
B1	Convencional	Residencial	Convencional	MWh	221,26	233,61
B3	Branca	Comercial e Industrial	Ponta	MWh	538,49	339,47
B3	Branca	Comercial e Industrial	Intermediário	MWh	357,60	223,99
B3	Branca	Comercial e Industrial	Fora de Ponta	MWh	176,71	223,99
B3	Convencional	Comercial e Industrial	Convencional	MWh	221,26	233,61

Fonte: Elaboração própria com base em (ANEEL, 2016)

Com base nas tarifas da modalidade branca homologadas, será realizada uma análise dos impactos e distorções para o *kz* homologado para essa distribuidora que, após a realização do cálculo descrito no capítulo anterior, foi de 0,59 para o subgrupo residencial e 0,67 para os subgrupos comercial e industrial.

### 5.2.3. Parâmetros utilizados para distribuidora

Os parâmetros aplicados na metodologia serão descritos a seguir. As definições dos postos horários e o custo médio de expansão foram obtidos da última revisão tarifária da distribuidora (ANEEL, 2016), e os demais parâmetros definidos conforme metodologia descrita no capítulo anterior dessa dissertação.



- Definição dos postos horários:  
 Posto horário ponta: 18 às 21 horas;  
 Posto horário intermediário 1: 17 às 18 horas;  
 Posto horário intermediário 2: 21 às 22 horas;
- Definição do custo médio de expansão:

Conforme quadro abaixo o custo médio de expansão para o mercado de baixa tensão da distribuidora são de R\$ 274,87 por KW.

Tabela 5.2 – Custos médios de expansão EDP Escelsa

Agrupamento	Custo Médio
	R\$/kW
AT-2	99,36
AT-3	165,28
MT	362,77
BT	274,87

Fonte: Elaboração própria com base em (ANEEL, 2016)

- Parâmetros fixos aplicados a todas as distribuidoras:

Os demais parâmetros utilizados foram definidos por metodologia própria, descrita e fundamentada no capítulo anterior dessa dissertação.

Tabela 5.3 – Parâmetros da metodologia

Parâmetros da Metodologia	Unidade	Valor
Quantidade de dias úteis	ano	252
Quantidade de dias não úteis	ano	113
Capacidade de Modulação	%	8,8

Fonte: Elaboração própria

#### 5.2.4. Aplicação da metodologia

Na sequência deu-se início a simulação dos  $k_z$  e ao cálculo das variáveis da metodologia, processo realizado por tipologia e por subgrupo. Nessa etapa serão apresentados os resultados da simulação e otimização do  $k_z$ , onde o modelo proposto sugere a otimização quando a variável “saldo” retorna zero no menor valor de  $k_z$ , que irá atribuir a maior taxa de adesão global do subgrupo.

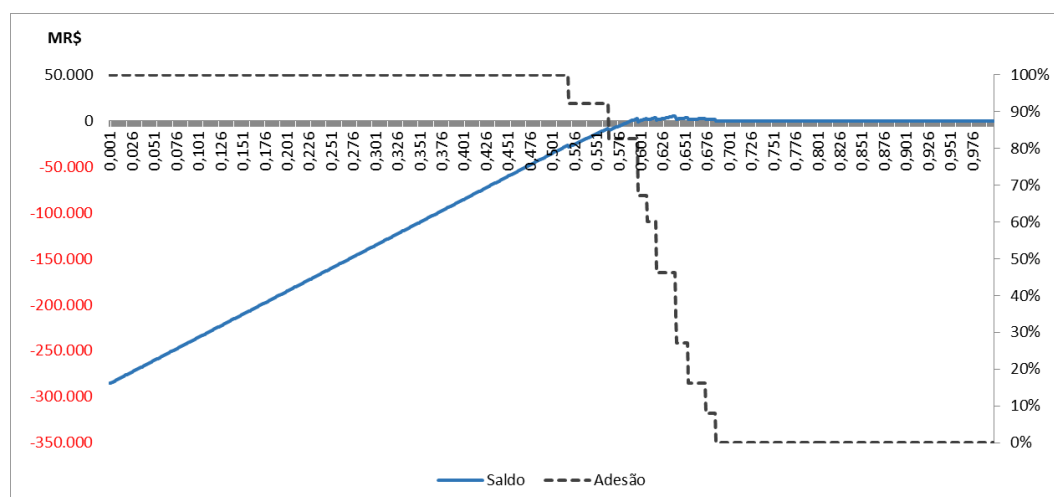


Figura 5.5 – Aplicação da metodologia para o subgrupo residencial da EDP Escelsa  
Fonte: Elaboração própria

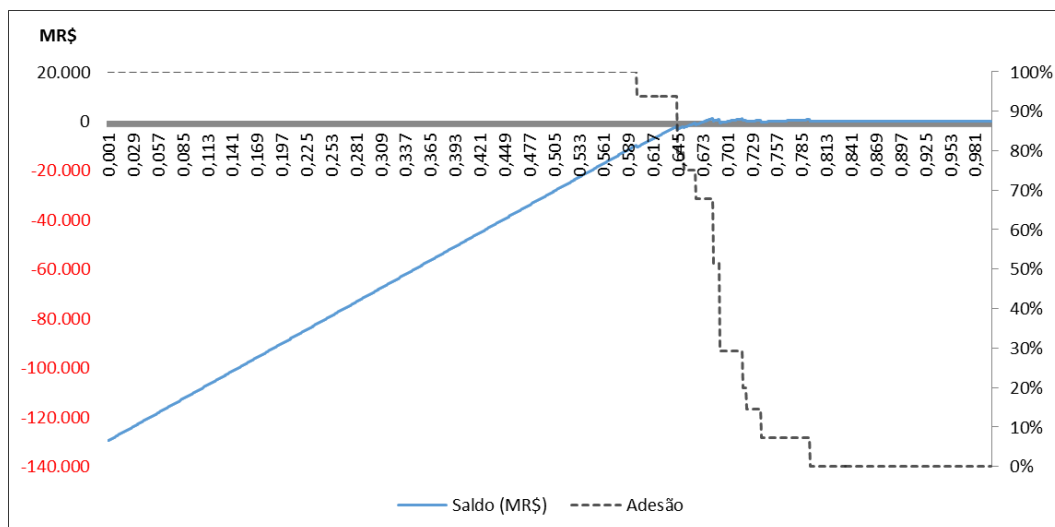


Figura 5.6 – Aplicação da metodologia para o subgrupo comercial da EDP Escelsa  
Fonte: Elaboração própria

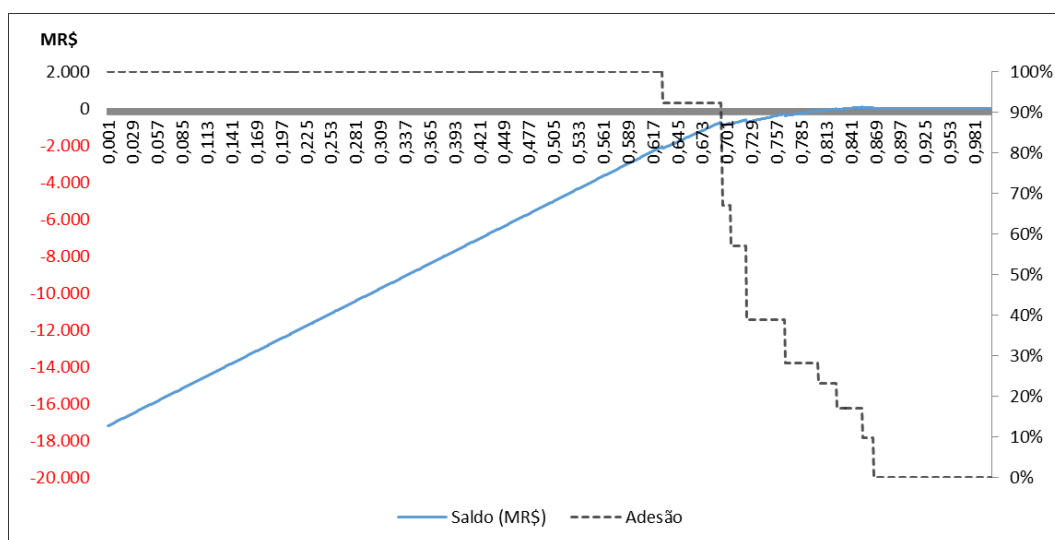


Figura 5.7 – Aplicação da metodologia para o subgrupo industrial da EDP Escelsa  
Fonte: Elaboração própria

É intuitivo que quando os valores dos  $k_z$  são muito próximos de zero, a tarifa branca seria muito atrativa e, conseqüentemente, teria uma adesão de 100% dos consumidores, contudo, o saldo resultante do modelo seria extremamente negativo. Na mesma linha de raciocínio, quanto mais próximos os  $k_z$  forem de um, menos atrativa seria a modalidade branca e, com isso, não haveria adesão por parte dos consumidores, e o saldo seria nulo, ou seja, sem adesão não há

beneficiamento financeiro, tampouco retribuição ao sistema. A observação ganha relevância quando o valor da função saldo se aproxima de zero e a adesão do subgrupo começa a cair.

Na Figura 5.8 o gráfico do subgrupo residencial foi ampliado, nesse intervalo, para demonstrar a aproximação da curva da função saldo. Observa-se que no  $kz$  simulado em 0,59 o valor do saldo é zerado a uma possibilidade de adesão de 83%, ou seja, nesse ponto temos o equilíbrio econômico da metodologia. Para o  $kz$  menor que 0,59 há um desequilíbrio por parte da arrecadação e acima disso, um desequilíbrio por parte dos benefícios concedidos aos consumidores que retribuíram modulando suas cargas, que se prolonga até o  $kz$  0,68, onde não se têm mais incentivo para a adesão de nenhuma tipologia desse subgrupo.

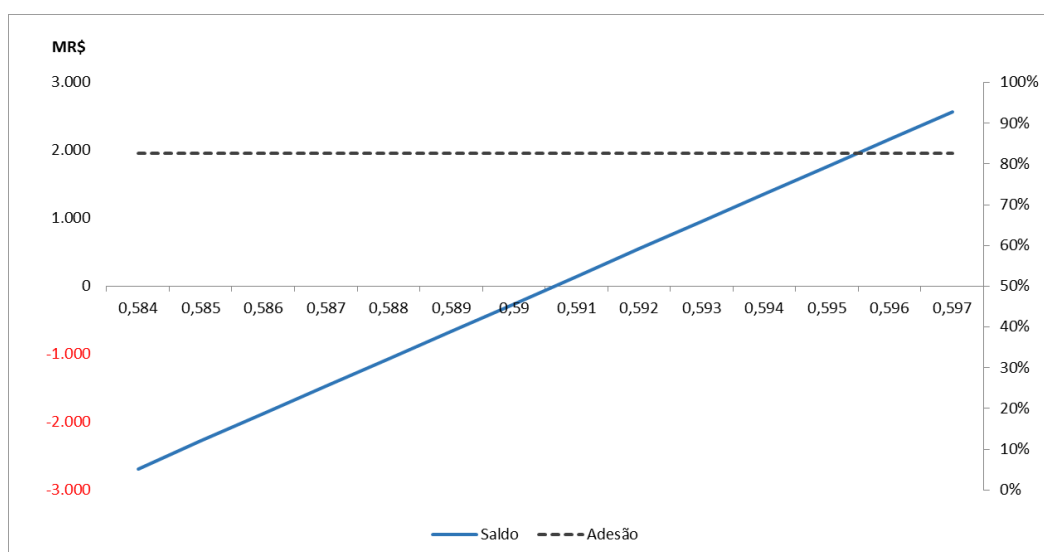


Figura 5.8 – Aplicação da metodologia para o subgrupo residencial da EDP Escelsa (gráfico ampliado)

Fonte: Elaboração própria

Ainda no contexto da aplicação da metodologia para a distribuidora EDP Escelsa, a Tabela 5.4 apresenta o resultado das variáveis obtidas, no  $kz$  ótimo, para os subgrupos avaliados.

Tabela 5.4 – Resultado das variáveis do modelo

Subgrupo	Kz Ótimo	Adesão	Variação da Receita (MR\$/ano)	% Variação da Receita	MW Ponta Evitado	% MW Evitado em Relação ao Pico	MR\$ Evitado	Saldo (MR\$/ano)
B1 - Residencial	0,590	83%	-7.261	-0,70%	25,5	6,4%	7.261	0
B3 - Comercial	0,676	68%	-2.259	-0,50%	7,9	5,4%	2.259	0
B3 - Industrial	0,833	17%	-55	-0,09%	0,2	1,3%	55	0

Fonte: Elaboração própria

Para o subgrupo residencial, o *kz* em 0,59 permitiria, de acordo com os parâmetros da metodologia, uma adesão de 83%, seria retirada do pico do sistema da distribuidora uma demanda de 25,5 MW, equivalente a 6,4%, que compensariam os benefícios imputados aos consumidores que aderiram e modularam suas cargas. Para o subgrupo comercial o *kz* ótimo calculado pela metodologia foi de 0,676 e para o industrial de 0,833.

### 5.2.5. Avaliação dos resultados

Os resultados obtidos para essa distribuidora permitem a avaliação que a modalidade tarifária branca poderia ser aplicada aos consumidores residenciais e comerciais com sucesso, pois teriam impactos significativos à redução de carga no horário de ponta e uma taxa de adesão alta. Já para o perfil de carga dos consumidores industriais, o *kz* deveria ser tão alto a ponto de não oferecer um incentivo adequado à migração, pois um *kz* menor trariam benefícios a esses consumidores sem a devida retribuição ao sistema, em função dessas unidades consumidoras, possuírem um perfil de carga onde a preponderância do consumo já está no posto fora de ponta.

Com base nos *kz* obtidos foram calculadas as tarifas se aplicada à metodologia proposta para a distribuidora EDP Escelsa.

Tabela 5.5 – Tarifas resultantes

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	POSTO	UNIDADE	TUSD	TE
B1	Branca	Residencial	Ponta	MWh	484,48	339,47
B1	Branca	Residencial	Intermediário	MWh	325,20	223,99
B1	Branca	Residencial	Fora de Ponta	MWh	165,92	223,99
B1	Convencional	Residencial	Convencional	MWh	221,26	233,61
B3	Branca	Comercial	Ponta	MWh	542,55	339,47
B3	Branca	Comercial	Intermediário	MWh	542,55	223,99
B3	Branca	Comercial	Fora de Ponta	MWh	177,52	223,99
B3	Convencional	Comercial	Convencional	MWh	221,26	233,61
B3	Branca	Industrial	Ponta	MWh	648,52	339,47
B3	Branca	Industrial	Intermediário	MWh	423,62	223,99
B3	Branca	Industrial	Fora de Ponta	MWh	198,72	223,99
B3	Convencional	Industrial	Convencional	MWh	221,26	233,61

Fonte: Elaboração própria

### 5.2.6.

#### Avaliação dos *kz* homologados na metodologia atual

Os *kz* homologados na revisão tarifária da EDP Escelsa, na metodologia atual, foram: 0,590 para o subgrupo residencial e 0,670 para os subgrupos comercial e industrial. De posse dessas informações foram observadas as variáveis resultantes da metodologia proposta, para esses *kz* homologados.

Tabela 5.6 – Resultado das variáveis para os *kz* homologados

Subgrupo	Kz ANEEL	Adesão	Variação da Receita (MR\$/ano)	% Variação da Receita	MW Ponta Evitado	% MW Evitado em Relação ao Pico	MR\$ Evitado	Saldo (MR\$/ano)
B1 - Residencial	0,590	83%	-7.261	-0,70%	25,5	6,4%	7.261	0
B3 - Comercial	0,670	68%	-3.042	-0,67%	7,9	5,4%	-2.181	-861
B3 - Industrial	0,670	92%	-1.549	-2,65%	1,1	7,3%	-301	-1.248

Fonte: Elaboração própria

Para o subgrupo residencial dessa distribuidora, o *kz* obtido na metodologia proposta foi idêntico ao homologado na revisão tarifária. Para o subgrupo comercial o *kz* obtido (0,676) foi próximo do homologado (0,670), essa diferença, de acordo com as variáveis resultantes da metodologia que está sendo proposta,

causaria um desequilíbrio econômico de 861 mil reais ao ano para a distribuidora e, consequentemente, prejudicando a modicidade tarifária. Já para o subgrupo industrial, a variação foi substancial. O *kz* obtido foi de 0,833 e o homologado de 0,670, o traria um desequilíbrio de 1,248 milhão de reais ao ano para a distribuidora, nesse subgrupo que corresponde a apenas 3% do mercado de baixa tensão da distribuidora.

Como efeito comparativo foi verificado a variação da tarifa obtida na metodologia se comparada à homologada pela ANEEL. A variação global da tarifa para o subgrupo industrial, considerando TUSD e TE seria de 20,4% no posto ponta, 18,5% no intermediário e 12,5% no fora de ponta.

Tabela 5.7 – Comparação das tarifas homologadas x simuladas

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	POSTO	UNIDADE	TUSD Proposta	TUSD Homologada	TE	% Variação TUSD	% Variação Total
B1	Branca	Residencial	Ponta	MWh	484,50	484,50	339,47	0,0%	0,0%
B1	Branca	Residencial	Intermediário	MWh	325,21	325,21	223,99	0,0%	0,0%
B1	Branca	Residencial	Fora de Ponta	MWh	165,92	165,92	223,99	0,0%	0,0%
B1	Convencional	Residencial	Convencional	MWh	221,26	221,26	233,61	0,0%	0,0%
B3	Branca	Comercial	Ponta	MWh	542,55	538,49	339,47	0,8%	0,5%
B3	Branca	Comercial	Intermediário	MWh	360,03	357,60	223,99	0,7%	0,4%
B3	Branca	Comercial	Fora de Ponta	MWh	177,52	176,71	223,99	0,5%	0,2%
B3	Convencional	Comercial	Convencional	MWh	221,26	221,26	233,61	0,0%	0,0%
B3	Branca	Industrial	Ponta	MWh	648,52	538,49	339,47	20,4%	12,5%
B3	Branca	Industrial	Intermediário	MWh	423,62	357,60	223,99	18,5%	11,4%
B3	Branca	Industrial	Fora de Ponta	MWh	198,72	176,71	223,99	12,5%	5,5%
B3	Convencional	Industrial	Convencional	MWh	221,26	221,26	233,61	0,0%	0,0%

Fonte: Elaboração própria

### 5.3.

#### Aplicação da metodologia para outras distribuidoras

Como o objetivo desse trabalho é apresentar uma metodologia consistente, fez-se necessário sua aplicação em outras distribuidoras. Com isso, será possível obter uma avaliação ampla da aplicabilidade da pesquisa e obter resultados representativos, que descaracterizam o teor de um estudo de caso. Nesse tópico serão apresentados os resultados da metodologia, além de uma avaliação dos *kz* propostos nas revisões tarifárias das distribuidoras.

Para fins de equidade econômica do modelo, e no intuito de apresentar os valores atualizados das tarifas, serão utilizados os dados do último processo de reajuste ou revisão tarifária das distribuidoras. As distribuidoras passam por revisões tarifárias, normalmente, a cada quatro anos, contudo, anualmente as tarifas são corrigidas em processos de reajustes tarifários. Como o custo médio de expansão só é calculado no processo de revisão tarifária, caso sejam utilizadas as tarifas do reajuste, esse parâmetro será levado a valor presente pela aplicação do IGP-M<sup>15</sup>.

O processo de caracterização da carga (campanha de medidas) também ocorre apenas nas revisões tarifárias das distribuidoras, sendo assim, serão utilizadas as curvas obtidas no último processo ocorrido e, pelo fato de não representar unidade monetária, não se faz necessidade de qualquer ajuste. Os parâmetros: quantidade de dias úteis (252), quantidade de dias não úteis (113) e capacidade de modulação (8,8%), serão aplicados igualitariamente para todas as distribuidoras.

### **5.3.1. CEMAR**

A Companhia Energética do Maranhão, de acordo com as informações contidas em seu *site*, distribui energia para mais de 2 milhões de consumidores, em todo o Estado do Maranhão. O quadro abaixo demonstra os parâmetros utilizados, que são particulares à distribuidora. As tarifas utilizadas foram as do último reajuste tarifário, obtidas na Resolução Homologatória nº 2.127 de Agosto de 2016 (ANEEL, 2016). A caracterização da carga e o custo médio de expansão foram obtidos no último processo de revisão tarifária da distribuidora, conforme Resolução Homologatória nº 1.527 de Agosto de 2013 (ANEEL, 2013).

---

<sup>15</sup> Índice Geral de Preços – Mercado: indicador de inflação divulgado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e disponibilizado no site do Banco Central, normalmente utilizado pelo setor elétrico



Tabela 5.8 – Parâmetros CEMAR

Posto horário ponta	18 às 21 horas
Posto horário intermediário 1	17 às 18 horas
Posto horário intermediário 2	21 às 22 horas
Posto horário fora de ponta	Demais horas do dia
IGP-M no período	26%
Custo Médio de Expansão Ajustado	R\$ 299,76

Fonte: Elaboração própria

Após a definição dos parâmetros, foi aplicada a metodologia para a distribuidora e os resultados podem ser observados na Tabela 5.9. Foram retornados os kz: 0,618, 0,663 e 0,819, para as classes residencial, comercial e industrial, respectivamente.

Tabela 5.9 – Resultado da metodologia CEMAR

Subgrupo	Kz Proposto	Adesão	Variação da Receita (MR\$/ano)	% Variação da Receita	MW Ponta Evitado	% MW Evitado em Relação ao Pico	MR\$ Evitado	Saldo (MR\$/ano)
B1 - Residencial	0,618	75%	-6.782	-0,61%	21,3	5,7%	6.782	0
B3 - Comercial	0,663	81%	-2.387	-0,57%	8,4	6,7%	2.387	0
B3 - Industrial	0,819	11%	-11	-0,04%	0,0	0,5%	11	0

Fonte: Elaboração própria

Na sequência foram observadas as variáveis do modelo, para a rodada de simulação dos kz homologados pela ANEEL para a distribuidora, conforme Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Observação das variáveis para os *kz* homologados CEMAR

Subgrupo	Kz ANEEL	Adesão	Variação da Receita (MR\$/ano)	% Variação da Receita	MW Ponta Evitado	% MW Evitado em Relação ao Pico	MR\$ Evitado	Saldo (MR\$/ano)
B1 - Residencial	0,610	75%	-11.557	-1,05%	21,3	5,7%	6.372	-5.184
B3 - Comercial	0,650	81%	-5.321	-1,28%	8,4	6,7%	2.513	-2.809
B3 - Industrial	0,650	60%	-495	-2,01%	0,3	4,3%	88	-406
<b>Total</b>								<b>-8.399</b>

Fonte: Elaboração própria

Por fim, foi realizada uma comparação entre as tarifas homologadas pela ANEEL e as tarifas resultantes da metodologia proposta.

Tabela 5.11 – Comparação das tarifas homologadas x simuladas CEMAR

MODALIDADE	SUBGRUPO	POSTO	UNIDADE	TUSD PROPOSTA	TUSD HOMOLOGADA	TE	% VARIAÇÃO TUSD	% VARIAÇÃO TOTAL
Branca	Residencial	Ponta	MWh	762,66	753,57	316,47	1,21%	0,85%
Branca	Residencial	Intermediário	MWh	481,52	476,06	204,94	1,15%	0,80%
Branca	Residencial	Fora de Ponta	MWh	200,38	198,56	204,94	0,92%	0,45%
Convencional	Residencial	Convencional	MWh	287,27	287,27	214,23	0,00%	0,00%
Branca	Comercial	Ponta	MWh	813,84	799,06	316,47	1,85%	1,32%
Branca	Comercial	Intermediário	MWh	512,23	503,36	204,94	1,76%	1,25%
Branca	Comercial	Fora de Ponta	MWh	210,62	207,66	204,94	1,42%	0,72%
Convencional	Comercial	Convencional	MWh	287,27	287,27	214,23	0,00%	0,00%
Branca	Comercial	Ponta	MWh	991,26	799,06	316,47	24,05%	17,23%
Branca	Comercial	Intermediário	MWh	618,68	503,36	204,94	22,91%	16,28%
Branca	Comercial	Fora de Ponta	MWh	246,10	207,66	204,94	18,51%	9,32%
Convencional	Comercial	Convencional	MWh	287,27	287,27	214,23	0,00%	0,00%

Fonte: Elaboração própria

De acordo com as avaliações dos *kz* homologados pela ANEEL na última revisão tarifária da distribuidora CEMAR, considerando a metodologia proposta, haverá um desequilíbrio econômico de 8,399 milhões de reais ao ano, equivalente a 0,54% da arrecadação bruta com os subgrupos avaliados, devido à concessão de incentivos tarifários da modalidade branca sem a correspondente retribuição ao sistema. Em números absolutos o subgrupo residencial causa o maior impacto (MR\$ 5.184), por um *kz* homologado de 0,610 frente a um proposto de 0,618. Em

números relativos o maior impacto seria no subgrupo industrial com impacto à menor na arrecadação do subgrupo em 1,65%.

### 5.3.2. AMPLA

A AMPLA, de acordo com as informações contidas em seu *site*, distribui energia para mais de 2,4 milhões de consumidores abrangendo 66 municípios do Estado do Rio de Janeiro. O quadro abaixo demonstra os parâmetros utilizados, que são particulares à distribuidora. As tarifas utilizadas foram as do último reajuste tarifário, obtidas na Resolução Homologatória nº 2.023 de Março de 2016 (ANEEL, 2016). A caracterização da carga e o custo médio de expansão foram obtidos no último processo de revisão tarifária da distribuidora, conforme Resolução Homologatória nº 1.703 de Abril de 2014 (ANEEL, 2014).

Tabela 5.12 – Parâmetros AMPLA

Posto horário ponta	18 às 21 horas
Posto horário intermediário 1	17 às 18 horas
Posto horário intermediário 2	21 às 22 horas
Posto horário fora de ponta	Demais horas do dia
IGP-M no período	14%
Custo Médio de Expansão Ajustado	R\$ 120,07

Fonte: Elaboração própria

Após a definição dos parâmetros, foi aplicada a metodologia para a distribuidora e os resultados podem ser observados na Tabela 5.13. Foram retornados os kz: 0,632, 0,689 e 0,976, para as classes residencial, comercial e industrial, respectivamente.

Tabela 5.13 – Resultado da metodologia AMPLA

Subgrupo	Kz Proposto	Adesão	Variação da Receita (MR\$/ano)	% Variação da Receita	MW Ponta Evitado	% MW Evitado em Relação ao Pico	MR\$ Evitado	Saldo (MR\$/ano)
B1 - Residencial	0,632	39%	-2.352	-0,10%	20,2	2,5%	2.352	0
B3 - Comercial	0,689	88%	-1.354	-0,21%	11,3	6,8%	1.354	0
B3 - Industrial	0,976	6%	-1	0,00%	0,0	0,1%	1	0

Fonte: Elaboração própria

Na sequência foram observadas as variáveis do modelo, para a rodada de simulação dos *kz* homologados pela ANEEL para a distribuidora, conforme Tabela 5.14.

Tabela 5.14 – Observação das variáveis para os *kz* homologados AMPLA

Subgrupo	Kz ANEEL	Adesão	Variação da Receita (MR\$/ano)	% Variação da Receita	MW Ponta Evitado	% MW Evitado em Relação ao Pico	MR\$ Evitado	Saldo (MR\$/ano)
B1 - Residencial	0,580	57%	-28.298	-1,17%	32,2	4,0%	3.872	-24.426
B3 - Comercial	0,680	94%	-3.288	-0,51%	12,2	7,3%	1.460	-1.828
B3 - Industrial	0,680	83%	-479	-1,63%	0,4	6,8%	51	-428
<b>Total</b>								<b>-26.682</b>

Fonte: Elaboração própria

Por fim, foi realizada uma comparação entre as tarifas homologadas pela ANEEL e as tarifas resultantes da metodologia proposta.

Tabela 5.15 – Comparação das tarifas homologadas x simuladas AMPLA

MODALIDADE	SUBGRUPO	POSTO	UNIDADE	TUSD PROPOSTA	TUSD HOMOLOGADA	TE	% VARIÇÃO TUSD	% VARIÇÃO TOTAL
Branca	Residencial	Ponta	MWh	651,89	607,38	382,19	7,33%	4,50%
Branca	Residencial	Intermediário	MWh	435,44	408,73	248,83	6,53%	4,06%
Branca	Residencial	Fora de Ponta	MWh	218,98	210,08	248,83	4,24%	1,94%
Convencional	Residencial	Convencional	MWh	282,00	282,00	259,95	0,00%	0,00%
Branca	Comercial	Ponta	MWh	700,71	693,00	382,19	1,11%	0,72%
Branca	Comercial	Intermediário	MWh	464,72	460,10	248,83	1,00%	0,65%
Branca	Comercial	Fora de Ponta	MWh	228,74	227,20	248,83	0,68%	0,32%
Convencional	Comercial	Convencional	MWh	282,00	282,00	259,95	0,00%	0,00%
Branca	Comercial	Ponta	MWh	946,45	693,00	382,19	36,57%	23,57%
Branca	Comercial	Intermediário	MWh	612,17	460,10	248,83	33,05%	21,45%
Branca	Comercial	Fora de Ponta	MWh	277,89	227,20	248,83	22,31%	10,65%
Convencional	Comercial	Convencional	MWh	282,00	282,00	259,95	0,00%	0,00%

Fonte: Elaboração própria

De acordo com as avaliações dos *kz* homologados pela ANEEL na última revisão tarifária da distribuidora AMPLA, considerando a metodologia proposta, haverá um desequilíbrio econômico de 26,682 milhões de reais ao ano, equivalente a 0,86% da arrecadação bruta com os subgrupos avaliados, devido à concessão de incentivos tarifários da modalidade branca sem a correspondente retribuição ao sistema. Em números absolutos o subgrupo residencial causa o maior impacto (MR\$ 24.426), por um *kz* homologado de 0,580 frente a um proposto de 0,632. Em números relativos o maior impacto seria no subgrupo industrial com impacto à menor na arrecadação do subgrupo em 1,46%.

A metodologia aplicada para a AMPLA é fortemente influenciada pelo baixo custo de expansão da distribuidora. Quanto menor esse custo, menor é o retorno financeiro da variável “custo evitado” e, conseqüentemente, menor deverá ser o incentivo. Enquanto que na distribuidora CEMAR, a cada kW deslocado da ponta a distribuidora posterga R\$ 299,76 de investimento de expansão, da AMPLA o mesmo kW deslocado, a distribuidora deixará de investir apenas R\$ 120,07 (-60%). Como a metodologia busca esse equilíbrio, o esforço de

modulação de um consumidor da AMPLA deverá ser maior para obter o mesmo retorno financeiro do que um consumidor da CEMAR. O que é razoável frente ao objetivo da tarifa branca e não está sendo considerado na metodologia atual.

Além dos casos apresentados nessa dissertação (EDP Escelsa, CEMAR e AMPLA), para fins de estudo, a metodologia foi aplicada a outras distribuidoras, contudo, por restrição de espaço e pela observação de um padrão, os demais casos foram suprimidos por entender-se que os resultados apresentados foram suficientes para a demonstração do modelo e cumprimento do objetivo do trabalho.

## 6. Conclusões

A inserção de uma nova modalidade tarifária para o mercado de baixa tensão é extremamente positiva e está em linha com o que está sendo praticado por outros países. Dentre as opções existentes de modalidades tarifárias, a escolha de uma do tipo “*time of use*”, também parece ser uma decisão acertada em função da tecnologia obsoleta do parque medição do Brasil. Modalidades mais complexas exigiriam um nível de interação com o consumidor, que atualmente, o sistema elétrico brasileiro não oferece.

Espera-se com a inserção dessa nova modalidade tarifária que haja uma maior racionalidade no rateio do uso da rede de distribuição pelos consumidores. Já que a rede é dimensionada para suportar o horário de pico, seria mais justo que os consumidores que mais usam a rede nesses horários, pagassem mais por isso, de tal forma que uma sinalização tarifária pudesse medir esse uso de forma eficiente.

Contudo, esse rateio proporcional ao uso no horário de pico, teria uma metodologia simples se a nova modalidade tarifária fosse compulsória. Como a resolução normativa prevê a migração em caráter opcional, e não é objeto de desse trabalho avaliar esse critério, o grande desafio do regulador é proporcionar uma metodologia de precificação dos postos horários que não proporcione benefícios financeiros sem esforço de modulação e, ao mesmo tempo, não seja uma barreira para os que estão dispostos a migrar e contribuir com o propósito maior.

Nesse intuito, dado o momento oportuno do tema, essa dissertação teve como objetivo avaliar a metodologia atual proposta pelo regulador, e amplamente discutida com os agentes e a sociedade, e também, fazer uma proposição metodológica para o fator doravante denominado  $k_z$ , que estipula a razão entre o preço da tarifa fora de ponta na modalidade branca e a tarifa convencional.

## 6.1.

### Principais pontos da discussão

Nessa dissertação foi realizada uma revisão da literatura sobre as redes elétricas inteligentes e posicionado a situação atual do Brasil nesse contexto. Foi observado que os projetos existentes no país são incipientes, com recurso limitado de pesquisa e desenvolvimento, e que a regulamentação ainda não oferece a estrutura normativa necessária para os investimentos massivos e privados em redes elétricas inteligentes. Enquanto isso se observa ações isoladas, ao invés de integradas.

Foi dado enfoque ao histórico de regulamentação da tarifa branca, as mudanças ocorridas ao longo do processo, até a definição da metodologia vigente. Colocado as dificuldades metodológicas em relação aos medidores e as principais dúvidas e recomendações dos agentes quanto à metodologia de determinação do  $kz$ . Os resultados apresentados nessa dissertação, no tocante a avaliação da metodologia atual, demonstraram que as preocupações eram pertinentes, principalmente em relação às classes comercial e industrial.

A metodologia vigente de determinação do  $kz$  foi amplamente discutida e após uma análise profunda, foi concluído que utilizar apenas o  $kz$  intrínseco das curvas dos dias úteis não consistia em uma metodologia que englobasse o contexto geral do problema. Isso posto, foi apresentado uma metodologia alternativa que insere no modelo novas variáveis que possam atuar de forma a equilibrar os incentivos tarifários dado uma possibilidade factível de modulação, baseada em projeto internacionais e reconhecida pela ANEEL, para cada subgrupo.

Após a apresentação da metodologia foi realizada sua aplicação na estrutura tarifária de algumas distribuidoras e observado os resultados de forma isolada e em comparação com os  $kz$  obtidos pela ANEEL.



## 6.2. Sobre os resultados

A metodologia aplicada nas distribuidoras selecionadas para o estudo se demonstrou consistente e foi possível responder as questões específicas do trabalho. A comparação entre os *kz* homologados e propostos se deu apenas, para se obter uma percepção entre as diferenças obtidas, já que a metodologia aplicada é bastante divergente da homologada. Para essas distribuidoras analisadas, os subgrupos residencial e comercial tiveram *kz* mais próximos que o industrial, que teve a diferença bastante expressiva.

Observou-se também, que o custo médio de expansão de cada distribuidora varia, dentre os fatores que podem contribuir para essa variação, podem-se destacar a eficiência operacional da distribuidora e a densidade de consumidores por quilômetro quadrado. Ora, as distribuidoras que estão em uma área densa tem seus investimentos na rede otimizados, já as que possuem suas unidades consumidoras mais afastadas umas das outras, têm que, naturalmente, investir mais para obter a mesma expansão.

Como o objetivo principal da tarifa branca é reduzir a demanda de pico do sistema, por meio de uma sinalização tarifária que induza esse comportamento, e naturalmente, o montante arrecadado à menor deve ser compensado pelos investimentos que foram dispensados, fica intuitivo afirmar que o custo médio de expansão deve ser levado em conta ao determinar a sinalização tarifária.

Isso ficou claro no caso da AMPLA, que possui um baixo custo médio de expansão (R\$ 120,97), se comparado com a EDP Escelsa (R\$ 274,87) e CEMAR (R\$299,76). Na metodologia proposta essa variável influencia diretamente o *kz*, pois cada kW deslocado do pico dos sistemas, de uma forma geral, a AMPLA deixará de investir 60% menos do que a CEMAR, logo a sinalização tarifária branca para os consumidores do Maranhão poderá ser mais favorável do que para os consumidores do Rio de Janeiro, fato que a metodologia vigente não observa, isso ficou refletido na diferença entre os *kz* homologados e propostos.

Como comentado no histórico da regulamentação da tarifa branca, as distribuidoras pleitearam que os subgrupos comercial e industrial ficassem de fora

da regulamentação, com a justificativa que essas classes seriam diretamente beneficiadas pelo modelo, sem a necessidade de modulação de suas cargas. Porém, não foi apresentado um trabalho contundente que justificasse esse pleito e, com isso, não foi acatado pela ANEEL.

Os resultados apresentados confirmam, em partes, que as preocupações são pertinentes, mas que cada classe deveria ser tratada de forma isolada na determinação do  $kz$ . Atualmente, a ANEEL atribui um  $kz$  único para as classes comercial e industrial, ambas pertencentes ao subgrupo denominado B3. Para o comercial, observa-se que a tarifa branca é factível, com taxas de adesão e deslocamento de cargas relevantes na metodologia proposta e, também, na avaliação do  $kz$  homologado. Já para o industrial, na metodologia proposta, nas distribuidoras avaliadas, o  $kz$  deveria ser tão alto a ponto de não oferecer incentivo para adesão, ou seja, os perfis de carga dessa classe, nessas distribuidoras, seriam diretamente beneficiados pela tarifa branca sem a necessidade de modulação.

Para o caso da AMPLA, em específico, observa-se um  $kz$  de 0,976 para a classe industrial, que praticamente inviabiliza a tarifa branca, já que com o  $kz$  igual a um a tarifa fora de ponta se iguala à convencional. Para o residencial e o comercial a metodologia retornou  $kz$  que viabilizam a tarifa branca a taxas de adesão relevantes. Ou seja, entende-se nesse trabalho que é preferível que a metodologia retorne tarifas que, mesmo inviabilizando a adesão de algumas classes, preservam o equilíbrio econômico da estrutura tarifária e, conseqüentemente, o sucesso do modelo.

### 6.3.

#### **Considerações e estudos futuros**

As análises e proposições realizadas nesse trabalho demonstraram a complexidade do tema e o quão oportuno é para o momento da tarifação no Brasil, merecendo ser tratado de forma tão ou mais aprofundada em outros trabalhos e estudos acadêmicos.

A primeira recomendação de estudos futuros é aprofundar a determinação do parâmetro “capacidade de modulação”. Na inexistência de trabalhos nacionais nesse contexto, foram utilizadas referências internacionais para determinar a capacidade de modulação de uma unidade consumidora em resposta a sinais tarifários. Contudo, os consumidores brasileiros podem ser particulares, ao ponto desse parâmetro estar distorcido. Ainda, foi utilizado um valor único para o parâmetro aplicado à metodologia (8,8%), contudo, dado a diversidade econômica das regiões do país pode ser possível que hajam diferentes capacidades de modulação.

A segunda recomendação é criar uma avaliação complementar da metodologia, ou seja, após a entrada em vigor da tarifa branca, monitorar as variáveis da metodologia proposta e verificar a coerência do que está sendo praticado e com isso, corrigir eventuais distorções visando o aprimoramento da metodologia com dados reais, ou seja, a retroalimentação do modelo.

Por fim, esse trabalho partiu das premissas estabelecidas na regulamentação atual e buscou otimizar o  $k_z$ . A recomendação para trabalhos futuros é avaliar em um contexto mais amplo a estrutura tarifária proposta, como por exemplo, estudar se a adesão compulsória de algumas classes ou faixas de consumo poderiam trazer benefícios à estrutura tarifária. Outro ponto que pode ser estudado é se o tipo de tarifação “*time of use*” escolhido para a tarifa branca é o mais adequado ao contexto do sistema elétrico brasileiro.

## 7. Referências bibliográficas

3M. (2016). *3M*. Acesso em 03 de Agosto de 2016, disponível em Energia ligada, eficiente e sustentável: <http://solutions.3m.com>

Abradee. (Agosto de 2013). Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. *Contribuição ao processo de audiência pública nº.043/2013 - Regulamentação das disposições comerciais para a aplicação da modalidade tarifária horária branca*. Brasília.

Amin, M., & Wollenberg, B. (2005). Toward a Smart grid. *IEEE Power & Energy Magazine*.

ANEEL. (17 de 09 de 2010). *Nota Técnica 44/2010*. Acesso em 11 de 08 de 2016, disponível em [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/documento/nota\\_tecnica\\_0044\\_2010\\_srd.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/documento/nota_tecnica_0044_2010_srd.pdf)

ANEEL. (14 de 07 de 2010). *Nota Técnica nº 219/2010-SRE-SRD/ANEEL*. Acesso em 28 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica%20n%C2%BA%20219\\_2010%20SRE-SRD-ANEEL.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica%20n%C2%BA%20219_2010%20SRE-SRD-ANEEL.pdf)

ANEEL. (09 de 09 de 2010). *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414*. Acesso em 03 de 09 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>

ANEEL. (julho de 2010b). Chamada nº. 011/2010. *Projeto estratégico: Programa brasileiro de rede elétrica inteligente*. Brasília, Brasil.

ANEEL. (9 de setembro de 2010c). Resolução Normativa 414/2010. *Resolução Normativa nº. 414: Condições gerais de fornecimento de energia elétrica*. Brasília, Brasil.

ANEEL. (17 de novembro de 2011). Nota técnica 311 AP 120. *Audiência Pública 120/2010: Nota Técnica n.º 311/2011–SRE-SRD/Aneel*. Brasília, Brasil.

ANEEL. (17 de 11 de 2011). *Nota Técnica nº 311/2011-SRE-SRD/ANEEL*. Acesso em 25 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf>

ANEEL. (17 de 11 de 2011). *Nota Técnica nº 311/2011-SRE-SRD/ANEEL*. Acesso em 25 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf>

ANEEL. (22 de 11 de 2011). *RESOLUÇÃO N° 464*. Acesso em 01 de 09 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2011464.pdf>

ANEEL. (25 de 06 de 2012). *Nota Técnica n° 197/2012-SRE-SRD/ANEEL*. Acesso em 22 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/029/resultado/nota\\_tecnica\\_-\\_tarifa\\_branca\\_-\\_resultado\\_ap\\_29.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/029/resultado/nota_tecnica_-_tarifa_branca_-_resultado_ap_29.pdf)

ANEEL. (12 de 04 de 2012). *Nota Técnica n° 94/2012-SRE-SRD/ANEEL*. Acesso em 11 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/029/documento/nt\\_n%c2%ba\\_94\\_2012\\_sre-srd\\_-\\_tarifa\\_branca.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/029/documento/nt_n%c2%ba_94_2012_sre-srd_-_tarifa_branca.pdf)

ANEEL. (7 de 08 de 2012). *RESOLUÇÃO N° 502*. Acesso em 11 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>

ANEEL. (21 de 08 de 2013). *Nota Técnica n 369/2013-SRE-SRD*. Acesso em 12 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/054/resultado/nt\\_estrutura\\_tarifaria\\_cemar.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/054/resultado/nt_estrutura_tarifaria_cemar.pdf)

ANEEL. (13 de 02 de 2013). *Nota Técnica n° 1/2013 – SRC/ANEEL*. Acesso em 01 de 09 de 2016, disponível em ANEEL: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/043/documento/nt-001-src-tarifa\\_branca6.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/043/documento/nt-001-src-tarifa_branca6.pdf)

ANEEL. (27 de 08 de 2013). *Revisão CEMAR RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA N° 1.595*. Acesso em 01 de 09 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/REH20131595.PDF>

ANEEL. (07 de 04 de 2014). *Revisão AMPLA RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA N° 1.703*. Acesso em 02 de 09 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/REH20141703.PDF>

ANEEL. (2014a). *Site da Aneel: Espaço do consumidor: Tarifa Branca*. Acesso em 22 de 08 de 2016, disponível em Site institucional da Aneel: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781&idPerfil=4>

ANEEL. (24 de 11 de 2015). *Bandeiras Tarifárias*. Acesso em 22 de Agosto de 2016, disponível em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br): [http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false)

ANEEL. (14 de 05 de 2015). *PRORET - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição*. Acesso em 01 de 09 de 2016, disponível em ANEEL: [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Subm%c3%b3dulo%207.1\\_6%c2%aa%20revis%c3%a3o.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Subm%c3%b3dulo%207.1_6%c2%aa%20revis%c3%a3o.pdf)

ANEEL. (14 de 05 de 2015). *PRORET - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição*. Acesso em 01 de 09 de 2016, disponível em ANEEL: [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Subm%c3%b3dulo%207.1\\_6%c2%aa%20revis%c3%a3o.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Subm%c3%b3dulo%207.1_6%c2%aa%20revis%c3%a3o.pdf)

ANEEL. (2016). *Aneel - Relatório SAMP*. Acesso em 13 de Agosto de 2016, disponível em Site institucional da Aneel: [http://relatorios.aneel.gov.br/\\_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPFaixaTensaoEmp.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1](http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPFaixaTensaoEmp.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1)

ANEEL. (2016). *Indicadores de continuidade - ANEEL*. Acesso em 18 de Agosto de 2016, disponível em ANEEL: [http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-divulga-ranking-de-qualidade-das-distribuidoras-de-energia/656877](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-divulga-ranking-de-qualidade-das-distribuidoras-de-energia/656877)

ANEEL. (2016). *Modalidades tarifárias*. Acesso em 15 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: [http://www.aneel.gov.br/alta-tensao/-/asset\\_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Falta-tensao%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_zNaRBjCLDgbE%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mod](http://www.aneel.gov.br/alta-tensao/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Falta-tensao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zNaRBjCLDgbE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mod)

ANEEL. (08 de 08 de 2016). *Nota Técnica nº 254/2016-SGT/ANEEL*. Acesso em 13 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20162118\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20162118_1.pdf)

ANEEL. (07 de 07 de 2016). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Acesso em 05 de 09 de 2016, disponível em ANEEL: [http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2\\_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5)

ANEEL. (06 de Setembro de 2016). *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 733*. Acesso em 08 de Setembro de 2016, disponível em RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 733.

ANEEL. (2016). *Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição*. Acesso em 05 de 09 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

ANEEL. (08 de 03 de 2016). *Tarifas AMPLA RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.023*. Acesso em 30 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/REH20162023.PDF>

ANEEL. (23 de 08 de 2016). *Tarifas CEMAR RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.127*. Acesso em 04 de 09 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162127ti.pdf>

ANEEL. (02 de 08 de 2016). *Tarifas EDP Escelsa 2016 RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.118*. Acesso em 11 de 08 de 2016, disponível em ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162118ti.pdf>

Barai, G. R., Krishnan, S., & Venkatesh, B. (2015). Smart metering and functionalities of smart meters in smart grid - a review. *IEEE Xplore*.

Battle, C., & Rodilla, P. (2009, Junho). Electricity demand response tools: current status and outstanding issues. *European Review of Energy Markets*, vol. 3(2ª).

BITU, R. S., & BORN, P. H. (1993). *Tarifas de Energia: Aspectos Conceituais e Metodológicos*. São Paulo: MM Editora Ltda.

BNDES. (2013). *BNDES*. Acesso em 01 de Setembro de 2016, disponível em Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local: [https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2927/1/RB%2040%20Redes%20el%C3%A9tricas%20inteligentes\\_P.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2927/1/RB%2040%20Redes%20el%C3%A9tricas%20inteligentes_P.pdf)

Bretschneider, P., & Illing, B. (2013, Maio). Flat-rate pricing for grid usage in distribution grids. *European Energy Market (EEM)*, (pp. 1-6). Estocolmo.

Cemig. (2014). *Informações referentes ao Projeto Estratégico de P&D - Programa Brasileiro de Redes Inteligentes (chamada nº. 011/2010 da Aneel)*. Acesso em 15 de Agosto de 2016, disponível em Redes Inteligentes Brasil: <http://redesinteligentesbrasil.org.br/>

CER. (05 de 11 de 2007). *Smart Metering The next step in implementation*. Acesso em 12 de 08 de 2016, disponível em CER: <http://www.cer.ie/docs/000010/cer07198.pdf>

CGEE. (2012). Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. *Redes elétricas inteligentes: contexto nacional*. Brasília, DF, Brasil.

DoE. (fevereiro de 2012). Acesso em 02 de Agosto de 2016, disponível em 2010 Smart grid system report: <http://energy.gov/sites/prod/files/2010%20Smart%20Grid%20System%20Report.pdf>

Energy & Environmental Economics. (2005, Novembro). *A survey of time of use (TOU) pricing and demand-response (DR) programs*. San Francisco, CA.

EPE. (2013). *Balanço Energético Nacional*. Acesso em 03 de Setembro de 2016, disponível em Empresa de Pesquisa Energética: [https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2013.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf)

EPE. (2015). *Balanço Energético Nacional*. Acesso em 03 de Setembro de 2016, disponível em Empresa de Pesquisa Energética: [https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2015.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf)

European Commission Task Force for Smart Grids. (2010). Retrieved Agosto 12, 2016, from Expert Group 1: Functionalities of smart grid and smart meters: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/expert\\_group1.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf)

Farhangi, H. (Jan-Fev de 2010). The path of the Smart Grid. *Power & Energy Magazine, IEEE*, v. 8(nº. 1), pp. p. 18-28.

Faruqui, A. (2010, Setembro). *The Impact of Dynamic Pricing on Low Income Customers*.

Faruqui, A. (2011, Agosto 3). *Dynamic Pricing of Electricity and its Discontents*.

Faruqui, A., Hledik, R., & Tsoukalis, J. (2009, Abril). The Power of Dynamic Pricing. *The Electricity Journal*, pp. p. 42-56.

FERC. (2006, Agosto). Federal Energy Regulatory Commission. *Assessment of Demand Response & Advanced Metering*.

FUGIMOTO, S. K. (2010). *ESTRUTURA DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA ANÁLISE CRÍTICA E PROPOSIÇÕES METODOLÓGICAS*. São Paulo: Universidade de São Paulo.

Herter, K. (2007). Residential implementation of critical-peak pricing of electricity. *Energy Policy* 35, pp. 2121-2130.

IEA. (2014). *Key World Energy Statistics, 2014*. Acesso em 22 de Março de 2016, disponível em International Energy Agency (IEA): <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,31287,en.html>

Inmetro. (01 de 12 de 2007). *Portaria Inmetro nº. 431*. Acesso em 03 de 09 de 2016, disponível em INMETRO: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/049/contribuicao/portaria\\_inmetro\\_n%C2%BA\\_\\_431-gilson\\_gurgel.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/049/contribuicao/portaria_inmetro_n%C2%BA__431-gilson_gurgel.pdf)

Inmetro. (05 de 11 de 2012). *Portaria Inmetro nº 587*. Acesso em 11 de 08 de 2016, disponível em INMETRO: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001929.pdf>

Inmetro. (15 de 08 de 2013). *Portaria Inmetro nº 401*. Acesso em 08 de 08 de 2016, disponível em INMETRO: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002012.pdf>

Limberger, M. A. (2014). *Estudo da tarifa branca para classe residencial pela medição de consumo de energia e de pesquisas*.

Ling, e. (2012). The Japanese Smart Grid Initiatives, Investments, and Collaborations. *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*.



NIST. (2009, Setembro). National Institute of Standards and Technology. *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards*. [http://www.nist.gov/public\\_affairs/releases/upload/smartgrid\\_interoperability\\_final.pdf](http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf).

Ontario Energy Board. (2007). *Ontario Energy Board Smart Price Pilot*. Relatório Final.

Silva, C. M. (2016). Medidor Inteligente para o Monitoramento e a Detecção de Falhas em Redes de Baixa Tensão.

smartgridawareness. (27 de 11 de 2014). Acesso em 22 de 08 de 2016, disponível em [smartgridawareness: smartgridawareness.org](http://smartgridawareness.org)

União Européia. (2011). Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of The Regions. *Smart grids: from innovation to deployment*.

União Européia. (2014). *European Commission*. Acesso em 03 de Setembro de 2016, disponível em Smart Grid Projects Outlook 2014: [http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/u24/2014/report/ld-na-26609-en-n\\_smart\\_grid\\_projects\\_outlook\\_2014\\_-\\_online.pdf](http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/u24/2014/report/ld-na-26609-en-n_smart_grid_projects_outlook_2014_-_online.pdf)

VAGO. (11 de 11 de 2009). *Towards a 'smart grid' – the roll-out of Advanced Metering Infrastructure*. Acesso em 02 de 09 de 2016, disponível em Victorian Auditor-General's Report: [http://www.audit.vic.gov.au/reports\\_\\_publications/reports\\_by\\_year/2009-10/20091111\\_amid.aspx](http://www.audit.vic.gov.au/reports__publications/reports_by_year/2009-10/20091111_amid.aspx)

Vergara, S. C. (2007). *Projetos e relatórios de pesquisa em administração* (9ª ed.). São Paulo: Atlas.