



Marcos Alexandre Limberger

**Estudo da tarifa branca para a classe residencial
pela medição de consumo de energia e de pesquisa de
posses e hábitos**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título 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
Abril de 2014



Marcos Alexandre Limberger

**Estudo da tarifa branca para a classe residencial
pela medição de consumo de energia e de pesquisa de
posses e hábitos**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Reinaldo Castro Souza

Orientador/Presidente
Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Prof. Rodrigo Flora Calili

Co-orientador
Programa de Pós-Graduação em Metrologia - PUC-Rio

Prof. Maurício Nogueira Frota

Programa de Pós-Graduação em Metrologia - PUC-Rio

Prof. José Francisco Moreira Pessanha

UERJ – Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Prof. José Eduardo Nunes da Rocha

Programa de Pós-Graduação em Metrologia - PUC-Rio

Prof. José Eugenio Leal

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

Rio de Janeiro, 16 de abril de 2014

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

Marcos Alexandre Limberger

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil em 2004. Trabalha na Eletrobras no Programa Brasileiro de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

Ficha Catalográfica

Limberger, Marcos Alexandre

Estudo da tarifa branca para a classe residencial pela medição de consumo de energia e de pesquisa de posses e hábitos / Marcos Alexandre Limberger ; orientador: Reinaldo Castro Souza ; co-orientador: Rodrigo Flora Calili. – 2014.

162 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação, 2014.

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Metrologia. 3. Tarifa branca. 4. Redes elétricas inteligentes. 5. Medição inteligente. 6. Gerenciamento pelo lado da demanda. I. Souza, Reinaldo Castro. II. Calili, Rodrigo Flora. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação. IV. Título

CDD: 389.1

Este trabalho é dedicado aos meus pais, pela formação dos meus valores e por terem me proporcionado, pelos seus esforços, a melhor educação possível. À minha esposa pelo companheirismo e compreensão. Aos meus orientadores, Reinaldo Souza e Rodrigo Calili, pelo tempo e atenção despendidos.

Agradecimentos

A Deus, amigos e guias pelo auxílio nesse período de mestrado, em meu desenvolvimento espiritual e na melhor compreensão das questões cotidianas.

À Eletrobras por me proporcionar a oportunidade de realizar esse mestrado e aos meus chefes e colegas de trabalho, em especial aos do Procel Info, por me propiciarem condições para tal.

Aos meus orientadores, Prof. Reinaldo Castro Souza e Prof. Rodrigo Flora Calili, por me nortear e apoiarem no desenvolvimento desse trabalho, e aos professores que participaram de minha Banca Examinadora, pelas contribuições, análises e seus pontos de vista para a melhoria desse trabalho.

Aos professores do Departamento de Metrologia pelos ensinamentos e apoio ao longo do curso, em especial ao Prof. Maurício Frota pelo incentivo na reta final e à Prof. Fátima Ludovico pela sua entrega à pesquisa e ao trabalho e pelo tratamento personalizado que dá a cada aluno. Agradeço também aos funcionários da secretaria de Metrologia pelas orientações e apoio administrativo ao longo desse período de convivência.

Aos responsáveis pelo projeto de P&D da Coelce, pela disponibilização dos dados de PPHs e medições inteligentes, cruciais para o cumprimento de minha proposta de dissertação.

Aos professores Roberto Lotero – grande amigo e mestre desde os tempos de Unioeste – e Jânio Akamatsu, da Unesp, pelas cartas de indicação ao mestrado.

Ao meus pais, Darci (em memória) e Eunice, por tudo que me fizeram até hoje e que mesmo à distância sempre me transmitem inspirações e boas energias.

À minha esposa, Sylvia, minha parceira de vida, por estar ao meu lado.

Aos meus irmãos, colegas e amigos que por meio de conversas diversas ou discussões específicas contribuíram para o aperfeiçoamento desse trabalho.

Resumo

Limberger, Marcos Alexandre; Souza, Reinaldo Castro (orientador). Calili, Rodrigo Flora (co-orientador). **Estudo da tarifa branca para a classe residencial pela medição de consumo de energia e de pesquisa de posses e hábitos**. Rio de Janeiro, 2014. 162p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Esta dissertação de mestrado teve por objetivo demonstrar, por meio da análise de medições inteligentes e de pesquisas de posse de equipamentos e hábitos de uso (PPHs), quais os perfis de consumidores residenciais que poderão se beneficiar caso adotem a tarifa branca, reduzindo os custos de suas faturas de energia sem comprometer drasticamente seu conforto e tornando seu consumo de energia mais sustentável. Foi realizado um estudo de caso na área de concessão da distribuidora Coelce. A motivação para realização desse estudo de caso resultou do fato de ser um tema novo para o consumidor residencial brasileiro, com escassa literatura nacional, e que será objeto de diversos questionamentos, exigindo uma postura mais ativa do consumidor no sentido de gerenciar seu consumo e reduzir os desperdícios, tornando mais complexa as relações “consumidor *versus* concessionária e consumo de energia”. A metodologia se utiliza do tratamento de dados e análises estatísticas de medições provenientes de medidores eletrônicos providos de memória de massa que registram leituras de consumo a cada 15 minutos em alguns equipamentos e no ramal de entrada. Utilizaram-se informações de PPHs como apoio às análises. Os resultados permitiram identificar quais as faixas de consumo que mais se beneficiariam da adesão à tarifa branca, quais equipamentos podem ter seu consumo deslocado e quais ações de gerenciamento de carga podem vir a ser adotadas. Concluiu-se que 55% dos consumidores seriam beneficiados pela tarifa branca – outros 25% teriam potencial –, obtendo descontos de 1,62% a 14,60% em suas faturas de energia.

Palavras-chave

Tarifa branca; redes de energia inteligentes; medição inteligente; pesquisa de posse e hábitos; gerenciamento pelo lado da demanda.

Abstract

Limberger, Marcos Alexandre; Souza, Reinaldo Castro (Advisor). Calili, Rodrigo Flora (co-Advisor). **Study of the white tariff for household consumers by measurement of energy consumption and by the survey of possession and habits.** Rio de Janeiro, 2014. 162p. MSc. Dissertation – Departamento de Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This thesis aimed to demonstrate, through the analysis of intelligent measurement and survey of possession and habits (PPHs), which profiles of residential consumers that will be able to benefit if they adopt the white-tariff, cutting down the costs of their energy bills without quite compromising your comfort, and making your consumption of energy more sustainable. A case study was done conducted in the concession area of the Coelce power utility. The motivation for conducting this case study resulted from the fact that it is a new theme for Brazilian household consumers, with little national literature, and will be subject to several questions, requiring a more active stance of the consumer to manage their consumption and reduce the losses, becoming more complex the relationship as "consumer versus utility and energy consumption." The methodology makes use of data processing and statistical analysis of measurements from smart meters equipped with mass memory which record consumption readings every 15 minutes in some equipment and the input extension of energy. PPHs information were used as supporting analyzes. The results showed which are the ranges of consumption that would most benefit from joining the white-tariff, which equipment may have shifted their energy consumption and what actions of load management can be adopted. The conclusion was reached that 55% of consumers would be benefited by the white tariff – another 25% had potential – getting discounts of 1.62% to 14.60% on their energy bills.

Keywords

White tariff; *smart grid*; smart metering; survey of possession and habits; demand-side management.

Sumário

1 Introdução	22
1.1. Definição do problema de pesquisa	23
1.2. Justificativa	24
1.3. Objetivos	25
1.3.1. Objetivo geral	25
1.3.2. Objetivos específicos	25
1.4. Metodologia	26
1.5. Estrutura da dissertação	27
2 Redes de energia inteligentes e medições inteligentes	29
2.1. Redes elétricas inteligentes: conceitos e características	29
2.2. Medições inteligentes: conceitos e características	32
2.3. Contexto internacional	35
2.3.1. Principais iniciativas em alguns países	36
2.4. Contexto nacional	39
2.5. Considerações finais	42
3 Estruturas tarifárias e programas de resposta de demanda de energia elétrica	45
3.1. Estrutura tarifária de energia no Brasil	45
3.2. Principais estruturas tarifárias	53
3.2.1. Tarifas fixas (<i>Flat Rate</i>)	54
3.2.2. Tarifas por blocos decrescentes ou crescentes (<i>Inclining Block Rate</i>)	55
3.2.3. Tarifas por tempo de utilização (<i>Time of use - TOU</i>)	56
3.2.4. Tarifas com preço de ponta crítica (<i>Critical Peak Pricing - CPP</i>)	58
3.2.5. Tarifação em tempo real (<i>Real Time Pricing - RTP</i>)	60
3.3. A tarifa branca (<i>white-tariff</i>)	61
3.4. Considerações quanto às estruturas tarifárias apresentadas	64
3.5. Resposta da demanda (RD) ou gestão pelo lado da demanda (GLD)	65
3.5.1. Programas RD baseados em incentivos financeiros	68
3.5.2. Programas RD baseados em preços e tarifas	70

3.5.3. Potenciais ações e tecnologias a serem aplicadas pelos consumidores para GLD	71
3.5.4. Potenciais benefícios do uso de programas de resposta de demanda	74
4 Metodologia para realização do estudo	76
4.1. A concessionária	76
4.2. O projeto de P&D	77
4.2.1. A coleta de dados: PPH	78
4.2.2. A coleta de dados: medições eletrônicas	80
4.3. Tratamento dos dados	83
4.3.1. Registro dos dados de consumo	83
4.3.2. Definição do preço do kWh	84
4.3.3. Cálculo do faturamento de energia por consumidor	87
4.3.4. Cálculo da receita da concessionária	88
4.3.5. Faixas de consumo	91
4.3.6. Equipamentos considerados nas análises	91
4.3.7. Definição dos casos a serem analisados	92
4.3.8. Definição de três perfis de consumidores e suas respectivas curvas médias de carga por faixa de consumo	97
5 Resultados do estudo de caso: concessionária Coelce	100
5.1. Consumidores beneficiados pela tarifa branca conforme variação da receita da concessionária	100
5.2. Faixa de consumo de 0 a 150 kWh	103
5.2.1. Impacto por equipamento para a faixa 0-150 kWh/mês	105
5.2.2. Ações de GLD para a faixa 0-150 kWh/mês	106
5.2.3. Perfis de consumo e curvas de carga para a faixa 0-150 kWh/mês	110
5.3. Faixa de consumo de 151 a 220 kWh	113
5.3.1. Impacto por equipamento para a faixa 151-220 kWh/mês	115
5.3.2. Ações de GLD para a faixa 151-220 kWh/mês	116
5.3.3. Perfis de consumo e curvas de carga para a faixa 151-220 kWh/mês	121
5.4. Faixa de consumo de 221 a 400 kWh	124
5.4.1. Impacto por equipamento para a faixa 221-400 kWh/mês	125
5.4.2. Ações de GLD para a faixa de 221-400 kWh/mês	127
5.4.3. Perfis de consumo e curvas de carga para a faixa 221-400 kWh/mês	131
5.5. Faixa de consumo acima de 400 kWh	134
5.5.1. Impacto por equipamento para a faixa superior a 400 kWh/mês	136

5.5.2. Ações de GLD para a faixa acima de 400 kWh/mês	137
5.5.3. Perfis de consumo e curvas de carga (faixa: acima de 400 kWh/mês)	141
5.6. Consolidado das faixas analisadas	145
5.6.1. Maiores e menores beneficiados	145
5.6.2. Comparação entre as curvas dos perfis traçados	146
6 Conclusões	150
6.1. Sobre os objetivos	150
6.2. Sobre os resultados	151
6.3. Recomendações	155
7 Referências bibliográficas	157

Lista de figuras

Figura 1.1 – Desenho da pesquisa	27
Figura 2.1 – Modelo conceitual de <i>smart grid</i> (Farhangi)	31
Figura 2.2 - Distribuição regional dos projetos catalogados pela Aneel	41
Figura 3.1 - Funções de custo da TUSD	48
Figura 3.2 - Composição das modalidades convencional e branca	50
Figura 3.3 – Fontes de custo da TE	51
Figura 3.4 – Exemplo de Tarifa convencional	55
Figura 3.5 – Exemplo de tarifa por bloco decrescente e crescente (Preço da tarifa x Consumo)	55
Figura 3.6 - Exemplo de tarifa por tempo de uso (TOU)	57
Figura 3.7 - Exemplo de tarifa CPP	58
Figura 3.8 - Exemplo de tarifa CPR ou PTR	60
Figura 3.9 – Exemplo de tarifa RTP	60
Figura 3.10 – Comparativo entre a tarifa branca e a convencional	63
Figura 3.11 – Risco e benefícios por tipo de tarifas de energia elétrica	65
Figura 4.1 - Medidores: Saga 2000 (esq.) e Powersave (dir.)	81
Figura 4.2 - Exemplo do histograma utilizado para definir os perfis dos consumidores não beneficiados, potenciais e beneficiados	99
Figura 5.1 – Percentual de beneficiados pela adesão da tarifa branca nas situações S1, S3 a S11	101
Figura 5.2 – Variação do preço da tarifa fora de ponta conforme a receita considerada	102
Figura 5.3 - Curva de carga mensal (kWhxh) por equipamento medido (faixa: 0-150 kWh/mês)	103
Figura 5.4 - Curva de carga (kWhxh) do consumo semanal (segunda à sexta-feira) de equipamentos que geram impacto no horário de ponta (faixa: 0-150 kWh/h)	104
Figura 5.5 - Variação no valor da fatura de energia com a substituição da tarifa convencional pela branca sem alterar hábitos	106
Figura 5.6 - Tipos de lâmpadas e seu consumo de energia total (faixa: 0-150 kWh)	107
Figura 5.7 - Curva de carga da iluminação (kWhxh) (faixa: 0-150 kWh)	108

Figura 5.8 - Curva de carga do <i>standby</i> (kWhxh) (faixa: 0-150 kWh)	108
Figura 5.9 - Proporcionalidade do consumo mensal durante a semana de <i>standby</i> e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh)	109
Figura 5.10 - Proporcionalidade do consumo mensal durante os finais de semana de <i>standby</i> e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh)	109
Figura 5.11 - Distribuição dos consumidores conforme os perfis de consumo (faixa: 0-150 kWh/mês) – quantidade de consumidores <i>versus</i> variação percentual do valor da fatura de energia	111
Figura 5.12 - Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores beneficiados da adesão à tarifa branca (faixa: 0-150 kWh)	111
Figura 5.13 Curva média mensal de carga (kWhxh) dos potenciais consumidores beneficiados com a adesão à tarifa branca (faixa: 0-150 kWh)	112
Figura 5.14 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores que não se beneficiariam da adesão à tarifa branca (faixa: 0-150 kWh)	112
Figura 5.15 – Comparação entre as curvas médias mensais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: 0-150 kWh)	113
Figura 5.16 – Comparação entre as curvas médias semanais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: 0-150 kWh)	113
Figura 5.17 - Curva de carga mensal (kWhxh) por equipamento medido (faixa: 151-220 kWh/mês)	114
Figura 5.18 - Curva de carga (kWhxh) do consumo semanal (segunda à sexta-feira) de equipamentos que geram impacto no horário de ponta (faixa: 151-220 kWh)	115
Figura 5.19 - Variação no valor da fatura de energia pela substituição da tarifa convencional pela branca sem alterar hábitos (faixa: 151-220 kWh)	117
Figura 5.20 – Tipos de lâmpadas e seu consumo de energia total (faixa 151-220 kWh)	118
Figura 5.21 – Curva de carga da iluminação (faixa: 151-220 kWh/mês)	119
Figura 5.22 – Curva de carga do <i>standby</i> (kWhxh) (faixa: 151-220 kWh/mês)	119
Figura 5.23 - Proporcionalidade do consumo mensal durante a semana de <i>standby</i> e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh)	120
Figura 5.24 - Proporcionalidade do consumo mensal durante os finais de semana de <i>standby</i> e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh)	120
Figura 5.25 – Distribuição dos consumidores conforme os perfis de consumo (faixa: 151-220 kWh/mês) – quantidade de consumidores <i>versus</i> variação percentual do valor da fatura de energia	121

Figura 5.26 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores beneficiados da adesão à tarifa branca (faixa: 151-220 kWh/mês)	122
Figura 5.27 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos potenciais consumidores beneficiados com a tarifa branca (faixa: 151-220 kWh/mês)	122
Figura 5.28 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores que não se beneficiariam da adesão à tarifa branca (faixa: 151-220 kWh/mês)	122
Figura 5.29 – Comparação entre as curvas médias mensais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: 151-220 kWh/mês)	123
Figura 5.30 – Comparação entre as curvas médias semanais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: 151-220 kWh/mês)	123
Figura 5.31 - Curva de carga mensal (kWhxh) por equipamento medido (faixa: 221-400 kWh/mês)	124
Figura 5.32 - Curva de carga (kWhxh) do consumo semanal (segunda à sexta-feira) de equipamentos que geram impacto no horário de ponta (faixa: 221-400 kWh/mês)	125
Figura 5.33 - Variação no valor da fatura pela substituição da tarifa convencional pela branca sem alterar hábitos (faixa: 221-400 kWh/mês)	127
Figura 5.34 – Tipo de lâmpadas e seu consumo de energia total (faixa: 221-400 kWh/mês)	129
Figura 5.35 - Curva de carga da iluminação (kWhxh) (faixa: 221-400 kWh/mês)	129
Figura 5.36 - Curva de carga do <i>standby</i> (kWhxh) (faixa: 221-400 kWh/mês)	129
Figura 5.37 - Proporcionalidade do consumo mensal durante a semana de <i>standby</i> e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh) (faixa: 221-400 kWh/mês)	130
Figura 5.38 - Proporcionalidade do consumo mensal durante o final de semana de <i>standby</i> e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh) (faixa: 221-400 kWh/mês)	130
Figura 5.39 – Distribuição dos consumidores conforme os perfis de consumo (faixa: 221-400 kWh/mês) – quantidade de consumidores <i>versus</i> variação percentual do valor da fatura de energia	131
Figura 5.40 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores beneficiados da adesão à tarifa branca (faixa: 221-400 kWh/mês)	132
Figura 5.41 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos potenciais consumidores beneficiados com a tarifa branca (faixa: 221-400 kWh/mês)	132

Figura 5.42 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores que não se beneficiariam da adesão à tarifa branca (faixa: 221-400 kWh/mês)	133
Figura 5.43 – Comparação entre as curvas médias mensais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: 221-400 kWh/mês)	133
Figura 5.44 – Comparação entre as curvas médias semanais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: 221-400 kWh/mês)	134
Figura 5.45 - Curva de carga mensal (kWhxh) por equipamento medido (faixa: acima de 400 kWh/mês)	134
Figura 5.46 - Curva de carga (kWhxh) do consumo semanal (segunda à sexta-feira) de equipamentos que geram impacto no horário de ponta (faixa superior a 400 kWh)	135
Figura 5.47 - Variação do valor da fatura de energia pela substituição da tarifa convencional pela branca sem alterar hábitos (faixa: superior a 400 kWh/mês)	137
Figura 5.48 – Tipos de lâmpadas e seu consumo de energia total (faixa: superior a 400 kWh/mês)	139
Figura 5.49 – Curva de carga da iluminação (kWhxh) (faixa: superior a 400 kWh/mês)	139
Figura 5.50 – Curva de carga do <i>standby</i> (kWhxh) (faixa: superior a 400 kWh/mês)	140
Figura 5.51 – Proporcionalidade do consumo mensal durante a semana de <i>standby</i> e iluminação em relação a “outros usos” (kWh/mês) (faixa: superior a 400 kWh/mês)	140
Figura 5.52 - Proporcionalidade do consumo mensal durante os finais de semana de <i>standby</i> e iluminação em relação a “outros usos” (kWh/mês) (faixa: superior a 400 kWh/mês)	141
Figura 5.53 – Distribuição dos consumidores conforme os perfis de consumo (faixa: superior a 400 kWh/mês) – quantidade de consumidores <i>versus</i> variação percentual do valor da fatura de energia	142
Figura 5.54 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores beneficiados da adesão à tarifa branca (faixa: superior a 400 kWh/mês)	143
Figura 5.55 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos potenciais beneficiados com a tarifa branca (faixa: superior a 400 kWh/mês)	143
Figura 5.56 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores não beneficiados com a tarifa branca (faixa: superior a 400 kWh/mês)	144

Figura 5.57 – Comparação entre as curvas médias mensais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: superior a 400 kWh/mês)	144
Figura 5.58 – Comparação entre as curvas médias semanais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: superior a 400 kWh/mês)	145
Figura 5.59 - Quantidade de consumidores por perfil por faixa de consumo (da esquerda para direita, faixas: a) “0-150 kWh/mês” até d) “superior a 400 kWh/mês”) – percentual/quantidade de consumidores por faixa de consumo versus variação percentual do valor da fatura de energia	146
Figura 5.60 – Perfil médio dos consumidores beneficiados com a adoção da tarifa branca por faixa de consumo	147
Figura 5.61 - Perfil médio dos consumidores com potencial de se beneficiar com a adoção da tarifa branca por faixa de consumo	147
Figura 5.62 – Perfil médio dos consumidores não beneficiados com a adoção da tarifa branca por faixa de consumo	148

Lista de quadros

Quadro 2.1 – Lista de projetos piloto de REI no Brasil	42
Quadro 2.2 – Benefícios da implantação das redes inteligentes	44
Quadro 3.1 – Classificação dos consumidores de energia elétrica	45
Quadro 3.2 – Subclasse dos subgrupos de distribuição de energia	52
Quadro 3.3 - Faixas de desconto da tarifa social de baixa renda	56
Quadro 3.4 – Feriados nacionais sem horário de ponta	62
Quadro 3.5 – Tipos de programa de RD baseada em incentivos financeiros	67
Quadro 3.6 – Alternativas de gerenciamento pelo lado da demanda	73
Quadro 4.1 – Aparelhos de menor consumo considerados na PPH	79
Quadro 4.2 – Especificações dos medidores SAGA 2000 e Powersave	81
Quadro 4.3 - Tarifas residenciais vigentes da Coelce	85
Quadro 4.4 - Cálculo estimativo de preço para tarifa branca	86
Quadro 4.5 - Comparação de tarifas	86
Quadro 4.6 – Potência estimada das lâmpadas fluorescentes compactas para substituir a incandescentes	97
Quadro 5.1 – Variação da receita da concessionária em relação à estrutura tarifária adotada pelos consumidores	100
Quadro 5.2 – Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh) por equipamento (faixa: 0-150 kWh/mês)	105
Quadro 5.3 - Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh), considerando apenas segundas às sextas-feiras, por equipamento (faixa: 0-150 kWh/mês)	105
Quadro 5.4 – Resultados das análises dos casos C1 ao C4 (faixa: 0-150 kWh/mês)	107
Quadro 5.5 – Resultados das análises C5 e C6 (faixa: 0-150 kWh)	110
Quadro 5.6 – Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh) por equipamento (faixa: 151-220 kWh/mês)	116
Quadro 5.7 - Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh), considerando segundas às sextas-feiras, por equipamento (faixa: 151-200 kWh/mês)	116
Quadro 5.8 - Consumidores beneficiados e não beneficiados com os resultados das análises C1 à C4 (faixa: 151-220 kWh/mês)	117
Quadro 5.9 - Resultados das análises C5 e C6 (faixa de consumo: 151-220 kWh)	120

Quadro 5.10 – Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh) por equipamento (faixa: 221-400 kWh/mês)	126
Quadro 5.11 - Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh), considerando apenas segundas às sextas-feiras, por equipamento (faixa: 221-400 kWh/mês)	126
Quadro 5.12 – Consumidores beneficiados e não beneficiados com os resultados das análises C1 à C4 (faixa de consumo: 221-400 kWh/mês)	128
Quadro 5.13 – Resultado das análises dos casos C5 e C6 (faixa: 221-400 kWh/mês)	131
Quadro 5.14 – Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh) por equipamento (faixa: superior a 400 kWh/mês)	136
Quadro 5.15 - Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh), considerando apenas segundas às sextas-feiras, por equipamento (faixa: superior a 400 kWh/mês)	137
Quadro 5.16 – Consumidores beneficiados e não beneficiados com os resultados das análises do C1 ao C4 (faixa: superior a 400 kWh/mês)	138
Quadro 5.17 - Resultado das análises dos casos C5 e C6 (faixa: superior a 400 kWh/mês)	141
Quadro 5.18 – Comparação entre o consumo inicial (Ci) e após adoção de medidas de GLD e eficiência energética (Cf) por faixa de consumo	148
Quadro 5.19 – Comparação entre o consumo inicial (Ci) e após adoção de medidas de GLD e eficiência energética (Cf) por faixa e perfil de consumo	149

Siglas e abreviaturas

Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
Abradee	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i> (Infraestrutura de Medição Avançada)
AMM	<i>Advanced Meter Management</i> (Gerenciamento do Medidor Avançado)
AMR	<i>Automated Meter Reading</i> (Leitura Automática do Medidor)
AP	Áreas de Ponderação
CCER	Contratos de Compra de Energia Regulada
CCM	Centro de Controle de Medição
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
Celpe	Companhia Energética de Pernambuco
CEN	European Committee for Standardization
CENELEC	Committee for Electrotechnical Standardization
CFURH	Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CMO	Custo Marginal de Operação
Coelce	Companhia Energética do Ceará
CPP	<i>Critical peak pricing</i> (Tarifação de ponta crítica)
CPR	<i>Critical peak rebates</i>
CT&I	Ciências, Tecnologia e Inovação
D	Demanda de energia
DLC	<i>Direct Load Control</i> (Controle de Carga Direta)
DMS	<i>Distribution Management System</i>
DoE	Department of Energy (Departamento de Energia do Governo Americano)
E	Energia

EC	European Commission
EEGI	European Electric Grid Initiative
EER	Encargo de Energia de Reserva
EERA JP	European Energy Research Alliance Joint Programme
EFP	Energia no horário fora da ponta
EINT	Energia no horário intermediário
EP	Energia no horário da ponta
EPRI	Electric Power Research Institute
ESMIG	European Smart Meters Industry Group
ESS	Encargos de Serviços de Sistema
ESS_SE	Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
EU	European Union
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FRE	Fontes Renováveis de Energia
GD	Geração Distribuída
GLD	Gestão pelo lado da demanda
GSGF	Global Smart Grid Federation
I/C	<i>Interruptible / Curtailable Service</i> (Interrupção consentida da demanda)
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBP	<i>Incentive-based Programs</i>
IEA	International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Engenharias Elétrica e Eletrônica)
IRT	Índice de reajuste tarifário
ISGAN	Smart Grid Action Network
ISGTF	India Smart grid Task Force & Forum

ISO	International Organization for Standardization (Organização Internacional para Padronização)
ITU-T	International Telecommunications Union Standardization Sector
JSCA	Japan Smart Community Alliance
KSGI	Korea Smart grid Institute
kWh	Quilowatt hora
LCD	<i>Liquid Crystal Display</i>
LED	<i>Light-emitting Diode</i>
LFC	Lâmpadas Fluorescentes Compactas
MCTI	Ministério de Ciências, Tecnologia e Inovação
MDM	<i>Meter Data Management</i> / Gerenciamento de Dados do Medidor
MKE	Ministry of Knowledge Economy
MoP	Ministry of Power
NIST	National Institute of Standards and Technology
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organização para a Cooperação Econômica Europeia)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P&D_EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PBP	<i>Priced-based Programs</i>
PD&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PMO	Programa Mensal de Operação
Pós-MQI	Programa de Pós-Graduação em Metrologia para Qualidade e Inovação
PPH	Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
Proret	Procedimentos de Regulação Tarifária
PTR	<i>Peak Timer Rebate</i>
PUC-Rio	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

R-APDRP	Re-Structured Accelerated Power Development and Reforms Program
RD	Resposta de demanda
REI	Redes de energia inteligentes (Redes elétricas inteligentes)
RRD	Receita Requerida de Distribuição
RTP	<i>Real time pricing</i> (Tarifação em tempo real)
Sendi	Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SGDP	Smart Grid Demonstration Program
SGIG	Smart Grid Investment Grant
SGIP	Smart Grid Interoperability Panel
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TOD	<i>Time-of-day</i>
TOU	<i>Time of use</i>
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
USB	Universal Serial Bus
VPP	<i>Variable Peak Pricing</i>

1 Introdução

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

De forma geral, o conceito de redes elétricas inteligentes consiste na inserção de tecnologias de comunicação e dados na rede elétrica, permitindo uma gestão mais eficaz dessa rede, em tempo real, por distribuidoras, geradoras e transmissoras de energia, possibilitando respostas mais rápidas a avarias, melhoria nos serviços atuais e no desempenho do sistema acarretando em um aumento de sua confiabilidade.

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.

No Brasil, todo esse processo é recente e vem sendo implantado aos poucos por meio de programas piloto executados por concessionárias de energia elétrica, abrangendo grupos de algumas centenas ou milhares de consumidores.

Mesmo em fase inicial, estava prevista para vigorar a partir de março de 2014 uma nova estrutura tarifária monômnia, denominada tarifa branca, de caráter opcional e que cobrará mais caro pelo uso da energia durante o horário de ponta, porém, por falta de medidores eletrônicos homologados pelo Inmetro, esta foi postergada para 2015 (Aneel, 2013b).

Ao se oferecer essa nova estrutura tarifária o objetivo 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.

Esta dissertação apresenta uma abordagem conceitual a respeito de *smart grids*, estruturas tarifárias de energia e gerenciamento pelo lado da demanda, sendo que, ao se conectarem esses assuntos, realiza-se uma análise com base em dados reais de medições inteligentes e dados coletados por meio de pesquisas de posse e hábito de uso (PPHs) para verificar o comportamento dos consumidores quanto ao seu uso da energia elétrica, compreender o impacto em suas faturas referente a mudanças de hábito e à adoção de medidas de eficiência energética e, por fim, demonstrar quais os consumidores que podem ou não se beneficiar migrando para essa nova estrutura. Apesar de muitas das análises realizadas considerarem o ponto de vista da concessionária, principalmente em termos de receita, o foco maior é a óptica pela perspectiva do consumido.

Os dados das medições e pesquisas são advindos de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) entre a Pontífica Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e as concessionárias Ampla e Coelce, utilizando-se apenas dos dados da segunda, tendo a metrologia, para coleta desses dados, papel importante na mensuração e nos aspectos teóricos e práticos.

1.1. Definição do problema de pesquisa

Nesse contexto inicial de introdução das redes inteligentes no Brasil, em meio à elaboração de políticas, legislação específica, regulação, do desenvolvimento de projetos piloto e da mobilização de agentes do setor elétrico para discussão do tema, a falta de informações ao consumidor residencial, pelo menos para instigar sua curiosidade, deu origem a questão principal dessa dissertação: “do ponto de vista do consumidor residencial, quais os perfis de consumo de energia elétrica em que será economicamente vantajosa a adoção da tarifa branca?”. A denominação perfil de consumo refere-se à curva de carga média mensal de um determinado grupo de consumidores.

Com base nessa pergunta, desdobraram-se as questões específicas a seguir:

- Qual a faixa de consumo mais beneficiada e a menos beneficiada com a migração para a tarifa branca? Qual o motivo?
- Analisando as curvas de consumo, quais os “potenciais” clientes residenciais que poderão se beneficiar da adoção da tarifa branca por meio de mudanças na utilização da energia?

- Qual a porcentagem de consumidores que tenderá a adotar a tarifa branca?
- Qual o impacto dos equipamentos de funcionamento contínuo nesse novo modelo de tarifação, já que permanecem em operação durante o horário de ponta?
- Há como estipular um valor monetário ótimo (*break-even-point*) de tarifação que permita um equilíbrio de interesses (relação *win-win*) entre os envolvidos, de modo que haja economia financeira para o consumidor e manutenção da receita para a concessionária, caso seja constatado um desequilíbrio na análise proposta?

Para responder a esses questionamentos a dissertação se utilizou de dados de PPHs e medições inteligentes, conforme já mencionado. Em virtude dos custos de medição foram priorizados aqueles equipamentos com maior representatividade no consumo das residências como: geladeira, televisor, ar condicionado, freezer, chuveiro elétrico, máquina de lavar e ventiladores – quando possível, outros equipamentos foram mensurados –.

Após o tratamento desses dados e da realização de análises estatísticas, após de aplicação de técnicas de resposta de demanda, traçou-se os perfis de consumo dos consumidores beneficiados, não beneficiados e potenciais beneficiados, obtendo-se uma curva média de carga para cada um, inferindo-se então quais as semelhanças e diferenças do comportamento entre os perfis, permitindo um entendimento melhor de quais os consumidores que podem obter vantagens com a adesão à tarifa branca.

1.2. Justificativa

A opção pelo tema procurou atender a algumas lacunas na bibliografia nacional, principalmente da academia, por tratar-se de um assunto inovador no Brasil que ainda está em fase inicial de testes e implantação por meio de projetos piloto, que ainda não está sendo amplamente divulgado à população e por ter uma abordagem na perspectiva do consumidor e não da concessionária.

Outro fator motivador foi a abertura da linha de pesquisa sobre o tema “Redes Inteligentes” no Programa de Pós-Graduação em Metrologia para Qualidade e Inovação (Pós-MQI) na PUC-Rio, logo, para o programa os trabalhos desenvolvidos podem ser considerados pioneiros e servirem como

fomentadores para a elaboração de trabalhos futuros. Outro fator relacionado à Pós-MQI é a utilização dos medidores Powersave – ainda não produzidos em escala para comercialização por estarem pendentes de certificação – que podem ser considerados parte integrante da cadeia de Tecnologia Industrial Básica, uma das cadeiras ofertadas pelo curso.

No âmbito profissional há dois motivadores: para a Eletrobras, por meio da distribuidora Eletrobras Amazonas Energia que desenvolve um dos projetos piloto, o Projeto Parintins, na cidade de Parintins, no Amazonas, essa dissertação pode vir a ser utilizada como apoio a futuros trabalhos e análises e, em relação ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), gerido pela Eletrobras, o trabalho em questão além de contemplar em suas análises a realização de ações de eficiência energética, pode num futuro próximo, já que a introdução de *smart grids* trará maior eficiência energética ao sistema elétrico, pode vir a apoiar ou incentivar alguma ação do Programa nessa nova vertente.

Diante do exposto, a dissertação pode ainda ser considerada inovadora, em virtude das análises de viabilidade da adoção da tarifa branca terem sido realizadas com base em curvas de carga obtidas por dados originários de medições inteligentes, algo não muito comum atualmente pelo custo da realização de medições, só possíveis devido ao projeto de P&D já citado. Para este, a dissertação pode ser considerada também como um de seus produtos derivados.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo geral

Definir perfis de consumo gerados com base em dados provindos de medições inteligentes e analisar quais que poderão vir a se beneficiar financeiramente da adoção da tarifa branca.

1.3.2. Objetivos específicos

De forma a se atingir o objetivo geral, deve-se alcançar os seguintes objetivos específicos:

- levantar as curvas de carga de energia elétrica de consumidores residenciais amostrados;
- levantar, embasado nos dados obtidos por medições inteligentes, as curvas de carga individuais dos equipamentos residenciais;
- definir os equipamentos com maior e menor flexibilidade de modulação para realizar ações de deslocamento de uso;
- definir as ações de eficiência energética e de modulação de carga a serem consideradas nas análises;
- levantar os valores tarifários a serem aplicados na ponta, antes da ponta e fora da ponta;
- verificar se haverá um “desequilíbrio” na relação entre consumidores (economia na fatura de energia) e concessionária (redução de receita);
- levantar os modelos tarifários aplicados internacionalmente e comparar com a tarifa branca a ser adotada no Brasil.

1.4. Metodologia

Para a classificação da pesquisa, tomou-se como base a taxonomia apresentada por Vergara (Vergara, 2007), que classifica o trabalho quanto aos fins e quanto aos meios a que se propõe. Quanto aos fins, trata-se de uma pesquisa: descritiva, pois expõe características claras e bem delineadas de determinada população (consumo de energia elétrica e posse e hábitos de consumo), metodológica (manipulação de dados) e aplicada (curiosidade do pesquisador). Quanto aos meios de investigação é uma pesquisa bibliográfica, por contemplar estudo investigativo desenvolvido com base material em livros, revistas, jornais e *sites* na *internet*; documental, por abranger pesquisa investigativa em documentos conservados em órgãos públicos e privados; e por fim é também um estudo de campo, pois se utilizou de dados coletados por meio de pesquisas de campo e de medições de energia realizadas em residências familiares.

Finalmente, essa pesquisa trata de um estudo de caso com característica predominante quantitativa e pode ser definida em três etapas, de acordo com a Figura 1.1:

- Etapa I: pesquisa exploratória: pesquisa bibliográfica e documental;

- Etapa II: pesquisa aplicada: elaboração do estudo de caso segundo Yin (Yin, 2010), com aplicação da pesquisa bibliográfica, documental e da metodologia definida para análise do problema;
- Etapa III: conclusiva: elaboração das conclusões e recomendações.

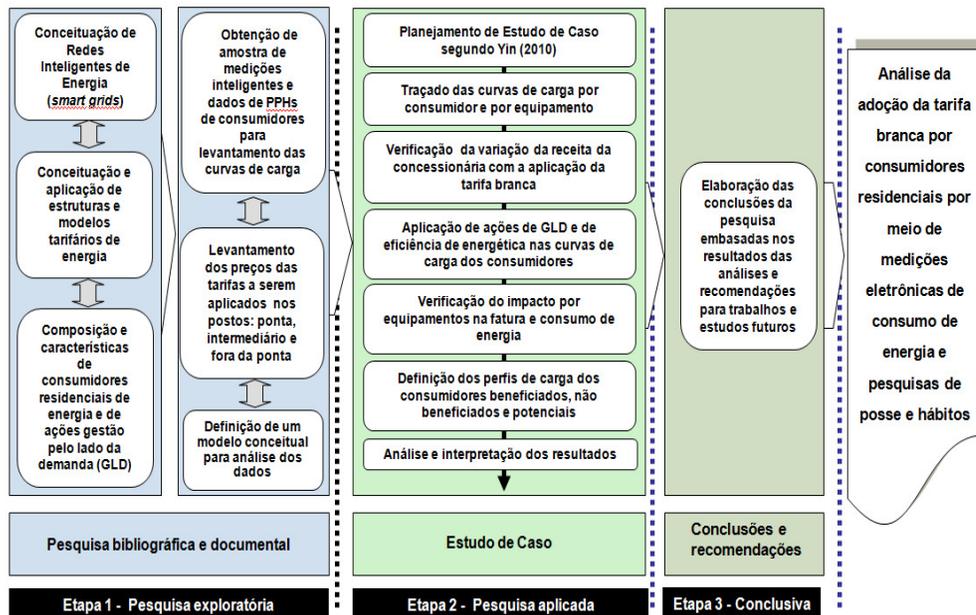


Figura 1.1 – Desenho da pesquisa

Fonte: Elaboração própria

1.5. Estrutura da dissertação

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

No **Capítulo 2** há a conceituação de redes de energia inteligentes (REI) ou *smart grids*, de medição inteligente e um breve contexto internacional e nacional das ações que vêm sendo realizadas a respeito do tema.

Em seguida o **Capítulo 3** aborda as principais estruturas tarifárias de energia elétrica aplicadas no mundo e no Brasil e destaca a tarifa branca, foco da dissertação. Descreve ainda a conexão que essas estruturas tem com os programas de resposta de demanda (RD), ou de gestão pelo lado da demanda (GLD), explicando cada um deles, suas ações e benefícios.

Após o referencial teórico é detalhada a metodologia da pesquisa no **Capítulo 4**, explicando como foram obtidos os dados das pesquisas de posse e das medições inteligentes, como esses dados foram tratados, como foram traçadas as curvas de carga, definidas as ações de RD e quais as premissas e considerações adotadas nas análises.

O **Capítulo 5** contempla o estudo de caso realizado para a concessionária Coelce, apresentando os resultados em forma de gráficos, quadros e figuras acompanhados das análises efetuadas, com base na metodologia do capítulo anterior.

Por fim é apresentado o **Capítulo 6** que abrange as conclusões do estudo e as recomendações para possíveis trabalhos futuros.

2

Redes de energia inteligentes e medições inteligentes

O assunto redes de energia inteligentes é vasto e complexo, permitindo destacar e escrever a respeito das mais variadas tecnologias e serviços que essas proporcionarão. Pelo fato do objetivo da dissertação estar relacionado à tarifa branca, os conceitos apresentados a seguir e nos próximos capítulos servirão para criar-se uma base teórica para o melhor entendimento do estudo de caso realizado, não tendo a finalidade de esgotar o tema extrapolando detalhes a respeito de assuntos que não estão diretamente ligados ao foco do trabalho.

Este capítulo inicia-se com a conceituação de redes elétricas inteligentes e medição inteligente. Encerrando o capítulo, dar-se-á um panorama nacional e internacional a respeito do tema.

2.1.

Redes elétricas inteligentes: conceitos e características

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.

Atualmente, em relação à definição de REI há três instituições internacionais que podem ser utilizadas como referências por terem pesquisas pioneiras e integradas com outros países e agentes envolvidos nessa área. O americano US National Institute of Standards and Technology (NIST), a European Commission (EC) e o próprio EPRI.

Segundo o NIST, *smart grid* é uma rede inteligente que utiliza tecnologia digital para melhorar 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).

Para EC é uma rede elétrica que pode inteligentemente integrar o comportamento e ações de todos os usuários conectados a ela – geradores, consumidores e aqueles que são ambos – com o intuito de eficientemente garantir sustentabilidade, economia e segurança no fornecimento de eletricidade (European Commission Task Force for Smart Grids, 2010).

No *site* do EPRI, *smart grid* é definido como sendo aquilo que incorpora informação e tecnologia de comunicação em todos os aspectos da geração, distribuição e consumo de eletricidade a fim de minimizar impactos ambientais, otimizar mercados, melhorar a confiabilidade e os serviços, reduzir custos e aumentar a eficiência (EPRI, 2013).

Em termos de Brasil, o Ministério de Ciências, Tecnologia e Inovação (MCTI) encomendou ao Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) um estudo para subsidiar a inserção do tema REI na política de ciências, tecnologia e inovação (CT&I). Tomando referências do desenvolvimento de *smart grid* no cenário mundial, elaborou a seguinte definição a respeito do tema: 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).

Percebe-se em todas as definições apresentadas que a introdução de tecnologias digitais de comunicação na rede elétrica causará uma revolução nesse setor. São comuns as perspectivas quanto ao aumento da confiabilidade da rede, de sua eficiência, da sustentabilidade e da melhoria dos serviços em toda a cadeia – da produção ao consumo – bem como a criação de novos.

Para Farhangi (Farhangi, 2010) *smart grid* 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. Farhangi a conceitua como uma pirâmide, conforme pode ser visto a seguir na Figura 2.1.



Figura 2.1 – Modelo conceitual de *smart grid* (Farhangi)

Fonte: (Farhangi, 2010) - adaptado

Verticalmente, da base para o topo, nota-se a importância em se estabelecerem na base as infraestruturas essenciais para aplicação dos equipamentos de medição e gerenciamento, seguido das novas possibilidades e tecnologias que esse sistema permite.

Algumas dessas tecnologias já são aplicadas na rede de energia convencional, porém o diferencial da rede inteligente é a possibilidade de integrá-las com eficiência e em um nível de complexidade impossível na estrutura atual. De forma geral, essas redes permitirão (European Commission Task Force for Smart Grids, 2010):

- facilitar a conexão e operação de geradores de variadas potências e tecnologias;
- fornecer aos consumidores maior quantidade de informações e de opções para gestão de seu consumo de energia, passando de uma posição passiva em seu consumo para ativa;
- reduzir significativamente os impactos ambientais de todo o sistema elétrico;
- manter ou melhorar os altos níveis de confiabilidade do sistema, qualidade e segurança do fornecimento;
- manter e melhorar a eficiência dos serviços existentes;

- realizar planejamentos e investimentos mais precisos para melhorias, reforços e expansão da rede;
- utilizar e desenvolver tecnologias usuais e novas, como de armazenamento de energia, carro elétrico etc.; e
- implementar a autorrecuperação do sistema, com detecção e isolamento mais rápido de avarias, garantindo a continuidade do fornecimento e impactando uma menor quantidade de usuários.

2.2.

Medições inteligentes: conceitos e características

Um dos primeiros passos para a implantação das redes inteligentes é a substituição dos medidores eletromecânicos por medidores inteligentes (eletrônicos ou digitais), 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).

Para atender a tudo isso, segundo a European Smart Meters Industry Group (ESMIG), um medidor inteligente deve possuir quatro funcionalidades mínimas: leitura remota, comunicação em duas vias, suporte para tarifas dinâmicas e sistemas de pagamento, e possibilidade de ativação e corte do fornecimento de energia.

Em se tratando da estrutura de medição na qual o medidor estará contido, alguns conceitos importantes devem ser assinalados:

- *Automated Meter Reading* (AMR), ou Leitura Automática do Medidor, conceito antigo com comunicação unidirecional com um Centro de Controle de Medição (CCM) para o processo de geração de fatura, visando maior exatidão nas medições e economia de custos com leituristas.

- *Advanced Meter Management* (AMM), ou Gerenciamento do Medidor Avançado, refere-se a uma plataforma técnica de gerenciamento para medidores inteligentes dispostos em redes de comunicação, lendo perfis de carga em intervalos de tempo inferiores a uma hora. Pode ser entendido como toda ação de gerenciamento sobre o medidor como ativo da rede. Apresenta como funções básicas (i) gerenciamento de dispositivo (p. ex., gestão de parâmetros dos medidores), (ii) gestão de grupo, possibilitando o controle de grupos de dispositivos, como configuração e atualizações, e (iii) gestão de plataforma de comunicação, assegurando comunicação confiável entre medidores e CCM, reportando status de rede, desempenho da comunicação e situações de exceção. Importante notar que a AMM não armazena os dados coletados dos medidores (ou o faz apenas temporariamente), transmitindo-os ao *Meter Data Management*.
- *Meter Data Management* (MDM), ou Gerenciamento de Dados do Medidor, processa e gerencia os dados gerados pelos medidores, incluindo informações além da energia consumida, como por exemplo, fator de potência e indicadores de qualidade. Objetiva aperfeiçoar processos como faturamento, eficiência operacional, serviços ao consumidor, previsão de demanda de energia, gerenciamento do sistema de distribuição (*Distribution Management System – DMS*), gestão de fraudes, gestão de demanda, entre outros. A questão não se resume mais em como coletar dados remotamente (função da AMM), mas como gerenciá-los para obter mais informação. Tem como funções básicas (i) atuar como repositório de dados de registros, eventos e alarmes, e (ii) processar e analisar dados dos medidores, aplicando validação e retificação em dados inconsistentes e transformando perfis de carga elementares em informação útil à concessionária.
- *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) ou Infraestrutura de Medição Avançada, sendo que alguns autores utilizam o termo AMI como sinônimo de medição inteligente englobando os conceitos de AMM e MDM. Na prática está relacionado mais a infraestrutura de meios de comunicação necessários para permitir as funcionalidades de medição inteligente.

Em relação à infraestrutura de medição avançada, as principais funcionalidades que esta deve proporcionar são (EU & DoE, 2012):

- conexão e desconexão remota;
- realização de medições de energia e demanda remotas;
- disponibilização de informações de preço de energia em tempo real, permitindo a implementação de mecanismos de precificação dinâmica;
- capacidade de coletar, armazenar e informar dados de consumo de energia em qualquer intervalo de tempo ou próximo do tempo real;
- melhorar os diagnósticos energéticos a partir de maior detalhamento dos perfis de carga;
- capacidade de identificar remotamente a localização e a abrangência de falhas na rede, por meio do envio de um sinal quando o medidor sair de operação e quando a energia for reestabelecida, permitindo despachar equipes de manutenção de forma mais rápida e reduzir o tempo de recuperação da rede;
- detecção de perdas e furtos de energia; e
- capacidade para um fornecedor de energia no varejo gerenciar suas receitas por meio de gestão de caixa e de cobrança de dívidas mais eficazes.

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, um dos pilares do "Novo Modelo" do setor elétrico (Lei nº. 10.848/2004). 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 aproximadamente 38% desse objetivo (CGEE, 2012).

2.3. Contexto internacional

Os problemas ambientais emergentes e a interdependência geopolítica de fontes de energia limitam o desenvolvimento de economias em escala. Essa inovação quanto à rede elétrica, implicará além dos desafios mencionados, outros, tais como (Energy Future Coalition, 2002):

- questões de privacidade entre os fornecedores de energia e os consumidores;
- ameaças de segurança a ataques cibernéticos;
- especificação de metas para o emprego de fontes alternativas de geração de energia;
- complexidade significativamente maior na manutenção da estabilidade do sistema e de fornecimento de energia intermitente;
- estabelecimento de metas de conservação de energia para reduzir os picos de demanda ao longo do dia, de modo que menos energia seja desperdiçada e que se garantam reservas adequadas;
- alta demanda por fornecimento de energia elétrica ininterrupto;
- compatibilização de equipamentos e dispositivos controlados digitalmente que possam alterar a natureza da carga elétrica, adequando-a à demanda elétrica conforme a disponibilidade de energia do sistema, com um sistema de potência construído para atender equipamentos analógicos.

Como as mudanças, principalmente no que se refere a comunicações, ocorrem em um ritmo extremamente acelerado, os desafios e as barreiras ao desenvolvimento das redes inteligentes deverão ser rapidamente transpostas. De forma a tornar o processo ainda mais célere, a Internacional Energy Agency (IEA) em seus estudos concluiu que da demanda global de energia, a eletricidade será a parcela de progressão mais rápida, com previsão de crescimento superior a 150% sob o cenário base da “*Energy Technology Perspectives*” até 2050.

Outra projeção é de que entre 2010 e 2050 o pico de demanda irá aumentar em todas as regiões do mundo, porém o desenvolvimento das redes inteligentes pode reduzir essa projeção de demanda de 13% a 24%. Em se

tratando de emissões de dióxido de carbono (CO₂), o aumento da demanda por combustíveis fósseis irá mais que dobrar até 2050 (IEA, 2011).

Essas projeções ratificam a necessidade do desenvolvimento das redes elétricas inteligentes que terão papel fundamental para mitigar tais projeções e questões de segurança energética, além de apoiar o desenvolvimento econômico dos países envolvidos. O mercado por si só não conseguirá implementar as redes inteligentes na escala necessária, apenas a sinergia entre governo, setor privado e consumidores é que tornará isso uma realidade. Projetos-piloto em larga escala são prioritariamente necessários em todas as regiões do mundo para testar os variados modelos de negócio e adequá-los às necessidades locais e suas particularidades. Países e regiões desenvolvem e desenvolverão redes inteligentes por diferentes propósitos, em geral, economias emergentes preocupam-se com questões de infraestrutura, enquanto países mais ricos, como os da Organização para a Cooperação Econômica Europeia (OECD), já investem diretamente em melhorias incrementais da rede existente e em projetos piloto de pequena escala.

De um modo geral, a Europa investe na instalação e utilização de fontes distribuídas e renováveis de energia 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).

Os EUA, por sua vez, têm como motivador principal para a disseminação das *smart grids* a melhoria da eficácia de sua rede elétrica devido à obsolescência de seus ativos de distribuição, à vulnerabilidade do sistema a ataques (terroristas, *hackers* e desastres naturais), a falhas mecânicas, aos riscos de blecaute e à crise energética. Paralelamente contempla também o aumento da geração distribuída, a preocupação ambiental e a criação de empregos (NIST, 2009).

Na Ásia e Pacífico as redes inteligentes possibilitam ações de melhoria no atendimento à demanda e na busca por um mercado tecnológico emergente.

2.3.1. Principais iniciativas em alguns países

Em países europeus e nos EUA já são observadas iniciativas implantadas de projetos de infraestrutura de medição inteligente avançada e de geração distribuída, passos iniciais para a construção de uma futura rede de energia

elétrica inteligente. Países como China e Coréia do Sul têm se destacado em investimentos futuros de médio e longo prazo para a criação desse tipo de rede elétrica (CGEE, 2012).

Para desenvolver o arcabouço de normas técnicas a respeito de *smart grid* diversas organizações vêm se unindo para trabalhar de forma coordenada. Entre elas citam-se: International Electrotechnical Commission (IEC), International Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), International Organization for Standardization (ISO) e International Telecommunications Union Standardization Sector (ITU-T).

Essa sinergia entre organizações acaba por originar outras com o intuito de abordar com mais ênfase determinados assuntos, centralizando os esforços globais e compartilhando as lições aprendidas. Como exemplo há a International Smart Grid Action Network (ISGAN), que serve como uma plataforma e fórum para compilar os esforços globais, realizar análises e desenvolver ferramentas para as partes interessadas. Na mesma linha há o Global *Smart grid* Federation (GSGF), APEC *Smart grid* Initiative, European Electric Grid Initiative (EEGI) e o European Energy Research Alliance Joint Programme (EERA JP).

Nos EUA, o NIST vem liderando um grande programa de coordenação que já desenvolveu e publicou o documento “Release 1.0 Interoperability Framework for *smart grids*” – Versão 1.0 da Estrutura de Interoperabilidade para redes inteligentes – e vem cooperando com muitos outros países na tarefa de dividir trabalhos e facilitar a colaboração. Com isso, estabeleceu-se uma nova organização independente, a Smart Grid Interoperability Panel (SGIP) - Painel de Interoperabilidade de Redes Inteligentes –, da qual participam aproximadamente 600 empresas e organizações de todo o mundo e que coordena o trabalho de mais de 20 organizações de desenvolvimento de padrões.

Na Europa foi criado o European Joint Working Group for Standardisation of Smart Grids do qual participam: European Committee for Standardization (CEN), Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC), European Telecommunications Standards Institute (ETSI) and the European Commission (EC). Cabe mencionar ainda o principal fórum europeu para discussão das políticas e pesquisas em redes inteligentes, a Plataforma Tecnológica Europeia para as redes elétricas do futuro, também chamada de *Smart grids* ETP.

O Japão desenvolveu um roteiro inicial de padrões para redes inteligentes e formou a Japan Smart Community Alliance (JSCA), em 2010, composta por empresas nacionais do setor público e privado, que além do conceito de *smart grid* para a rede elétrica, contempla também a eficiência energética e a gestão

eficiente de outros recursos como água, gás e transporte. A JSCA colabora também com instituições e grupos internacionais, como a própria SGIP.

O governo coreano anunciou um plano para construir uma rede nacional de *smart grid* e está começando a trabalhar em um roteiro de padrões. Na China, a State Grid Corporation, maior empresa de transmissão e distribuição da China e do mundo, desenvolveu, em julho de 2010, um documento da estrutura e roteiro para Strong e padrões de redes inteligentes.

Com base em informações da IEA (IEA, 2011), os principais projetos de cada país são:

- Austrália: projeto piloto “*Smart grid, Smart City*” em parceria entre governo e setor privado com o objetivo de reunir informações a respeito de custos e benefícios das redes inteligentes;
- Coreia do Sul: “*Korea’s Jeju Smart grid Test-bed*”, projeto que integrará seis mil residências, parques eólicos e quatro linhas de distribuição, conta com participação do governo coreano e da indústria. Além disso, os órgãos Ministry of Knowledge Economy (MKE) e Korea Smart grid Institute (KSGI), bem como uma parceria formada com 168 empresas estrangeiras, são os principais responsáveis e investidores no país;
- Estados Unidos: diversas concessionárias de energia vêm implementando projetos piloto, principalmente relacionados à medição inteligente e programas de resposta à demanda. Mediante o “*American Recovery Reinvestment Act*”, lançado em 2009 e pelo qual o governo americano disponibilizou U\$ 4,5 bilhões até 2020 para o desenvolvimento das redes inteligentes, ações para a modernização da rede elétrica nacional vêm ocorrendo por meio de dois programas: “*Smart grid Investment Grant*” (SGIG) e o “*Smart grid Demonstration Program*” (SGDP);
- Índia: destacam-se os programas “*Electricity Act of 2003*”, “*National Electricity Policy of 2005*” e “*Re-Structured Accelerated Power Development and Reforms Program*” (R-APDRP) que tem por objetivo aumentar os níveis de eficiência energética e da quota de energias renováveis na rede nacional. Os investimentos no país ficam por conta de órgãos ligados ao Ministry of Power (MoP) e às iniciativas India *Smart grid* Task Force & Forum (ISGTF);

- Japão: tendo o governo japonês e a JSCA como fomentadores, destaca-se um projeto demonstrativo, em Rokkasho Village, Aomori Prefecture, que utiliza apenas energia de fontes renováveis. As iniciativas principais têm foco na integração de geração de energias renováveis, medição inteligente, serviços e veículos elétricos; e
- União Europeia: governos dos 27 países da União Europeia (UE) têm trabalhado em redes inteligentes, porém Espanha, França, Reino Unido, Itália (com o projeto Telegestore, referenciado mundialmente, que representa uma solução de medição inteligente em operação em larga escala, e Alemanha (com previsão de investimentos por parte do governo de € 200 milhões até 2014) são os que mais se destacam em relação a investimentos em projetos demonstrativos. O projeto InovCity da EDP, em Evora, Portugal, gerou subsídios para o projeto que a EDP/Bandeirantes busca replicar em Aparecida/SP/Brasil.

2.4.

Contexto nacional

Como se pode perceber no contexto internacional as definições políticas e de regulamentação quanto às redes elétricas inteligentes são talvez as tarefas mais importantes, pois é só por meio do estabelecimento de regras e garantias que investidores, especialmente do setor privado, conseguem mensurar seus riscos e investir com maior segurança, e dessa forma, com maior antecedência, beneficiar a sociedade com as vantagens do *smart grid*. Outras questões associadas à necessidade dessas definições são: previsão de recuperação dos custos pelas concessionárias, implantação de tecnologias e equipamentos de medição compatíveis, implementação de programas de resposta à demanda, regras e integração do mercado atacadista com relação a energias consideradas tradicionais, renováveis e à geração distribuída.

Esse processo começou desde 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 de energia 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*”.

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 à 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) –.

De forma geral, pode-se dizer que tanto os motivadores americanos quanto os europeus cabem perfeitamente ao Brasil sob os pontos de vista das concessionárias, dos consumidores e do agente regulador. Destacam-se ainda, além dos dois já referidos, a redução os custos operacionais; melhoria do planejamento da expansão da rede e da gestão dos ativos; promoção da eficiência energética e fomento à inovação e à indústria tecnológica.

Em 2010, a Aneel promoveu a chamada pública nº. 11/2010, com o objetivo de fornecer subsídios para a elaboração de um Plano Nacional para migração tecnológica do setor elétrico para adoção do conceito de redes inteligentes. O projeto denominado “Projeto Estratégico de P&D - Programa Brasileiro de Redes Inteligentes” é apoiado por 37 concessionárias de distribuição e geração de energia e conta com recursos provindos do programa de P&D coordenado pela Aneel. Participam das pesquisas institutos de pesquisa, fomento, laboratórios, entre outros. Para mais informações sobre o projeto citado e os pilotos das concessionárias, basta acessar ao *site*: www.redesinteligentesbrasil.org.br, apesar dos relatórios gerados serem de acesso restrito.

Além do Projeto Estratégico, de forma geral as principais iniciativas e investimentos no desenvolvimento das redes inteligentes estão acontecendo por meio das próprias concessionárias de energia elétrica, que se utilizam dos recursos do programa de PD&I (Aneel) para apoiarem pesquisas e implementarem projetos piloto. Segundo a Aneel, foram catalogados até 2011, 178 projetos voltados a redes inteligentes, com investimentos da ordem de R\$ 411,3 milhões.

Os projetos estão classificados nos seguintes subtemas (CGEE, 2012):

1. sistemas de medição inteligente de energia elétrica, incluindo novos modelos e testes de novas funcionalidades de medidores eletrônicos de energia elétrica;
2. automação da distribuição, incluindo sistemas de supervisão das redes de distribuição de energia elétrica;
3. geração distribuída, microgeração e microrredes;
4. sistemas de armazenamento distribuídos e baterias;
5. veículos elétricos e híbridos plugáveis, além de sistemas de carregamento e supervisão associados;
6. telecomunicações para redes inteligentes;
7. tecnologias da informação, incluindo sistemas de BackOffice;
8. prédios e residências inteligentes e interação do consumidor com a rede;
9. novos serviços para o consumidor final como: medição de serviços de água e gás, serviços de segurança, serviços de comunicação e serviços de eficiência energética; e
10. outros.

Os subtemas mais pesquisados são: geração distribuída – inserção de geração baseada em energia eólica e solar fotovoltaica – e automação da distribuição – implantação da infraestrutura de medição inteligente avançada – que juntos correspondem a 42% do total de projetos no país. A área com maior investimento é a de geração distribuída com 25% do total. A distribuição dos projetos pode ser vista na Figura 4, na qual se percebe maior concentração nos estados de São Paulo e Santa Catarina.

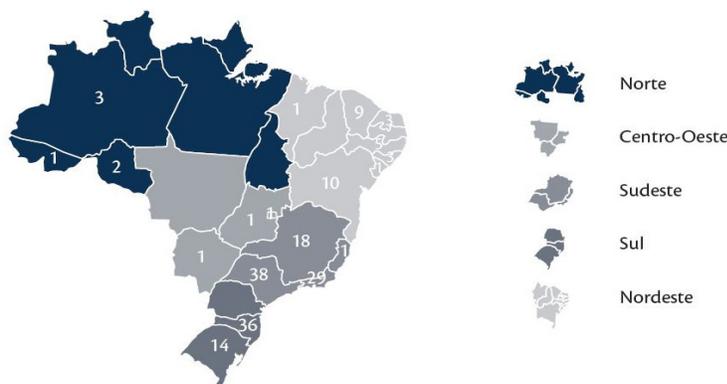


Figura 2.2 - Distribuição regional dos projetos catalogados pela Aneel

Fonte: (CGEE, 2012)

Por enquanto, ainda estão sendo discutidos no Brasil as políticas públicas e o arcabouço regulatório de sustentação técnica e econômico-financeira para implantação das redes inteligentes. Do ponto de vista das concessionárias de energia, a execução de projetos de P&D e a implementação de projetos piloto são oportunidades de avaliação das redes inteligentes sem que sejam afetados o equilíbrio econômico-financeiro empresarial e a regulação atual do setor. Os projetos piloto em andamento podem ser vistos no Quadro 2.1.

Instituição	Projeto/Local	Investimentos (R\$ milhões)
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

Quadro 2.1 – Lista de projetos piloto de REI no Brasil

Fonte: (CGEE, 2012) e (Cemig, 2014)

2.5.

Considerações finais

Segundo a Innovation Observatory Ltda. considerando-se uma classificação dos dez países que mais investirão em redes elétricas inteligentes, o Brasil deverá ocupar a sexta posição no ranking.

Uma implantação em grande escala de redes inteligentes no Brasil deve acontecer de fato a partir de 2016, com as definições legais e a regulamentação do tema. Pela frente, muitos desafios e questionamentos, além dos já mencionados, tais como:

- Como os investimentos em *smart grid* serão recuperados? Em caso de falhas na previsão dos benefícios, como devem ser compartilhados os riscos entre consumidores e concessionárias?
- Os investimentos em tecnologias avançadas para o desenvolvimento das redes inteligentes, porém com grande risco de obsolescência, devem ser tratados de forma diferente de outros investimentos das concessionárias?
- Como será realizada a integração e o desligamento que ocorrerá de forma aleatória e não programada de diversos pontos de geração distribuída (GD) e fontes renováveis de energia (FRE) às redes de distribuição?
- Como imprimir velocidade ao processo de desenvolvimento, padronização das tecnologias envolvidas, plataformas de comunicação, certificações e capacitação de mão de obra?
- De que forma novos serviços como: resposta à demanda, mercado de varejo de energia e geração distribuída serão estruturados e integrados?
- A adesão de consumidores às novas opções tarifárias deve ser voluntária ou compulsória?
- Clientes menos capazes de participar de programas de precificação dinâmica devem ser dispensados de arcar com os custos extras de redes inteligentes ou devem aderir compulsoriamente às novas condições de serviço? O que pode ou deve ser feito para esses clientes?
- Como serão realizadas as definições e o desenvolvimento de padrões de segurança (*cyber-security*)?

Todas essas discussões devem ter participação ativa de todos os impactados e envolvidos: governo, reguladores, concessionárias de energia, consumidores e a sociedade em geral. Apesar de um cenário de tantas incertezas, os benefícios que a implantação das redes inteligentes podem trazer são compensatórios e podem ser vistos Quadro 3.6 a seguir (CGEE, 2012).

Categoria do benefício	Benefício	Origem dos benefícios
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
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	- Redução do número de falhas - Redução da duração de falhas - Redução de falhas extensas
	Redução nos custos de interrupção de energia	- Redução de falhas curtas - Redução de afundamentos e sobre-elevação de tensão - Redução de distorção harmônica

Quadro 2.2 – Benefícios da implantação das redes inteligentes

Fonte: (CGEE, 2012).

3

Estruturas tarifárias e programas de resposta de demanda de energia elétrica

3.1.

Estrutura tarifária de energia no Brasil

Os consumidores de energia elétrica são classificados no Brasil em dois grupos, conforme seu nível de tensão: Grupo A para consumidores atendidos com tensão igual ou superior 2,3 kV, ou partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica (considera o consumo de energia elétrica e a demanda de potência); e Grupo B para unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômica (considera apenas o consumo de energia elétrica). Os grupos e suas subdivisões podem ser vistas no Quadro 3.1.

Grupo A – Alta tensão		Grupo B – Baixa tensão	
A1	maior ou igual a 230 kV	B1	residencial / residencial baixa renda
A2	88 a 138 kV		
A3	69 kV	B2	rural / cooperativa rural / serviço público de irrigação
A3a	30 a 44 kV		
A4	2,3 a 13,8 kV	B3	não residencial nem rural
AS	2,3 a 13,8 kV (subterrâneo)	B4	iluminação pública

Quadro 3.1 – Classificação dos consumidores de energia elétrica

Fonte: (Aneel, 2010c)

Com base no Sumário Executivo: Ótica do consumidor, da Aneel (Aneel, 2010e), uma estrutura tarifária é um conjunto de tarifas e regras aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia.

O processo tarifário no Brasil é composto por dois grandes processos dentro de um ciclo tarifário: o reajuste (IRT), realizado anualmente, e a revisão tarifária periódica, realizada a cada quatro anos.

Cada processo possui suas particularidades, mas em ambos, anualmente, no processo de definição das tarifas ocorrem duas etapas complementares:

- Nível tarifário: definição da receita requerida de distribuição, que se resume na obtenção da receita necessária para cobertura dos custos e ganhos regulatórios permitidos para a distribuidora. Ela representa um somatório de diferentes receitas (RR) de acordo com os elementos de custos (encargos, remuneração, custos operacionais, energia etc.);

$$\text{Receita (RRD)} = \sum_{i=0}^n \text{RRi} \quad (3.1)$$

- Estrutura tarifária: definição das tarifas finais que serão utilizadas no faturamento do mercado da distribuidora. Sinteticamente, a tarifa é o resultado da razão entre a Receita Requerida de Distribuição e o Mercado faturado pela distribuidora. Este mercado é composto pela energia (MWh) e demanda de potência ativa (kW) faturada.

$$\text{Tarifa} = \frac{\text{Receita}}{\text{Mercado}} \quad (3.2)$$

Baseado no conceito expresso nas equações apresentadas definem-se as tarifas. Contudo, estas tarifas diferenciam-se segundo aspectos que envolvem, basicamente:

- a forma como cada elemento da receita da distribuidora deve ser recuperado;
- a forma como cada usuário impõe custos ao sistema (carregamento do sistema e necessidade de investimentos);
- a forma como são apuradas as receitas nos processos de revisão e reajuste tarifário; e
- algumas limitações legais.

A distribuidora presta dois serviços fundamentais e para cada um existe uma tarifa correspondente:

- Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD: cobrada pela disponibilização do meio físico – a rede – e os diversos serviços associados para o atendimento dos diversos usuários do sistema de distribuição. Conforme o submódulo 7.1 do Proret (Aneel, 2014c), é um valor monetário unitário determinado pela Aneel, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema;
- Tarifa de Energia – TE: remunerada por fornecer a energia elétrica aos consumidores bem como a outras distribuidoras. Cabe destacar que alguns consumidores optam pela compra de energia no mercado livre e, portanto, não pagam por este serviço à distribuidora. Segundo (Aneel, 2014c) é utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia dos seguintes contratos:
 - a) Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER nos termos da Resolução Normativa nº. 414/2010, art. 62, celebrado entre unidade consumidora e a distribuidora;
 - b) Contratos de fornecimento relativo ao consumo tanto do grupo A quanto do B; e
 - c) Contratos de suprimento celebrados entre a distribuidora e concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

Conforme aos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), Módulo 7, Submódulo 7.1 (Aneel, 2014c) as funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário:

- I. TUSD Transporte – parcela da TUSD que compreende a TUSD Fio A e a TUSD Fio B, sendo:
 - a) TUSD Fio A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica de Fronteira; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição, quando aplicáveis;

- b) TUSD Fio B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compreendida por: i) remuneração dos ativos; ii) quota de reintegração regulatória (depreciação); e iii) custo de operação e manutenção.

II. TUSD Encargos – parcela da TUSD que recupera os custos de:

- a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;
 b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
 c) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
 d) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e
 e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa;

III. TUSD Perdas – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:

- a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
 b) Perdas não técnicas; e,
 c) Perdas de Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora.

A Figura 3.1 apresenta a TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes de custos tarifários:

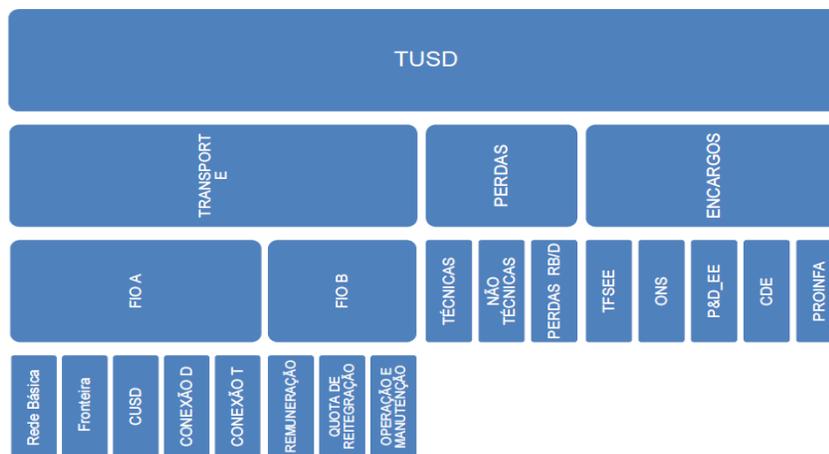


Figura 3.1 - Funções de custo da TUSD¹

Fonte: (Aneel, 2014c)

¹ A dissertação não abordará a formação dessas funções de custo para se definir o valor da TUSD. Esse detalhamento pode ser visualizado no Proret (Aneel, 2014d) e nos artigos (Pessanha et al., 2001) e (Pessanha et al, 2004).

A TUSD ainda subdivide-se em:

- I. TUSD Azul: segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:
 - a) TUSD Azul ponta (R\$/kW): definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;
 - b) TUSD Azul fora ponta (R\$/kW): definida para o posto tarifário fora ponta da distribuidora; e
 - c) TUSD Azul (R\$/MWh): definida sem distinção horária;

- II. TUSD Verde: segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:
 - a) TUSD Verde (R\$/kW): definida igual ao valor da TUSD Azul de fora ponta;
 - b) TUSD Verde ponta (R\$/MWh): definida para o posto tarifário ponta da distribuidora; e
 - c) TUSD Verde fora ponta (R\$/MWh): definida igual ao valor da TUSD Azul em R\$/MWh.

- III. TUSD Convencional binômia (R\$/kW e R\$/MWh): definida sem distinção horária;

- IV. TUSD Branca: segmentada em três postos tarifários ou períodos de faturamento:
 - a) TUSD Branca ponta (R\$/MWh): definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;
 - b) TUSD Branca intermediária (R\$/MWh): definida para o posto tarifário intermediário da distribuidora; e
 - c) TUSD Branca fora ponta (R\$/MWh): definida para o posto tarifário fora ponta.

- V. TUSD Convencional monômia (R\$/MWh): definida sem distinção horária;

- VI. TUSD Distribuição: segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:

- a) TUSD Distribuição ponta (R\$/kW): definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;
- b) TUSD Distribuição fora ponta (R\$/kW): definida para o posto tarifário fora ponta; e
- c) TUSD Distribuição (R\$/MWh): definida sem distinção horária;

VII. TUSD Geração – TUSDg (R\$/kW): definida sem distinção horária e de subgrupo, exceto para o subgrupo A2 que possui tarifa nominal.

A Figura 3.2 relaciona a composição da TUSD e da TE correspondente a cada modalidade tarifária.

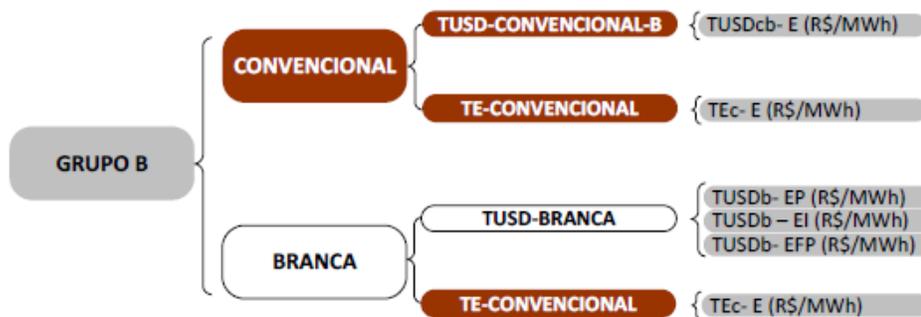


Figura 3.2 - Composição das modalidades convencional e branca

Fonte: (Aneel, 2010c)

Sendo:

EP: Energia de ponta (MWh)

EI: Energia intermediária (MWh)

EFP: Energia fora de ponta (MWh)

E: Energia (MWh)

Em relação à Tarifa de Energia cabe mencionar que essa é composta por funções de custos formadas de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário:

- I. TE Energia: é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo os custos com energia comprada de Itaipu e de geração própria;
- II. TE Encargos: é a parcela da TE que recupera os custos de:
 - a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS;
 - b) Encargo de Energia de Reserva – EER;

- c) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;
 - d) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH.
- III. TE Transporte: é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados a: o transporte de Itaipu e a Rede Básica de Itaipu;
- IV. TE Perdas: é a parcela da TE que recupera os custos com perdas de Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

A Figura 2 apresenta a TE e as funções de custos com os respectivos componentes de custos tarifários:



Figura 3.3 – Fontes de custo da TE

Fonte: (Aneel, 2014c)

A TE subdivide-se em:

- I. Horária: é segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:
 - a) TE ponta (R\$/MWh): definida para o posto tarifário ponta;
 - b) TE fora ponta (R\$/MWh): definida para o posto tarifário fora ponta e intermediário da distribuidora;
- II. TE convencional (R\$/MWh): definida sem distinção horária; e
- III. TE suprimento (R\$/MWh): definida sem distinção horária.

Além da prestação dos serviços descritos, tanto a TUSD quanto a TE possuem em sua composição os encargos setoriais. Encargos setoriais são componentes tarifários que não remuneram a cadeia de custos da energia elétrica, mas se prestam a implementar políticas setoriais definidas por Lei.

Como já foi dito, a TUSD possui parcelas em R\$/kW e em R\$/MWh. A TE é cobrada apenas em R\$/MWh. A cobrança de preços diferenciados ao longo do dia dependerá da modalidade tarifária aplicada.

Dentro dos grupos e subgrupos de consumidores já apresentados, estes ainda possuem subclasses, conforme pode ser visualizado no Quadro 3.2 (será dado foco ao grupo B, pois este é o grupo de interesse da dissertação).

Por fim, tem-se a definição de “Modalidade Tarifária” que é um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa. As modalidades disponíveis para cada usuário dependem de diversos critérios que o enquadra compulsoriamente em determinada modalidade ou o torna elegível para optar entre diversas modalidades. A modalidade é definida segundo a tarifa de uso e de energia, quando couber.

Grupo	Subgrupo	Subclasse
B1	B1 – residencial	Atendimento residencial
	B1 – baixa renda	Atendimento residencial de baixa renda
B2	B2 - Rural	Atendimento Rural
	B2 - Cooperativa	Atendimento para cooperativa de eletrificação rural
	B2 - Serviço público de irrigação	Atendimento para serviço público de irrigação
B4	B4a	Atendimento para iluminação pública (rede de distribuição)
	B4b	Atendimento para iluminação pública (bulbo da lâmpada)

Quadro 3.2 – Subclasse dos subgrupos de distribuição de energia

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

Apenas para conhecimento, porém não será objeto de estudo ou análise nessa dissertação, com previsão de implantação em 2015 (Aneel, 2014c) também, há o sinal sazonal denominado “Bandeiras Tarifárias”, que de acordo com a necessidade ao longo do ano de se valorar as tarifas dos consumidores para refletir o incremento de custos de geração, as tarifas de energia serão classificadas de acordo com três patamares de valores, as bandeiras verde, amarela e vermelha.

Uma elevação do Custo Marginal de Operação (CMO) indica que a geração de energia elétrica está mais custosa. Um CMO elevado pode indicar níveis baixos de armazenamento de água nos reservatórios das hidrelétricas e condições hidrometeorológicas desfavoráveis, isto é, poucas chuvas nas bacias

dos rios. O CMO também é impactado pela previsão de consumo de energia, de forma que um aumento de consumo, em decorrência, por exemplo, de uma elevação da temperatura, poderá ampliar o CMO. Quando isso acontece, as usinas termelétricas entram em operação para compensar a falta de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas ou o aumento de consumo e, assim, preservar a capacidade de geração de energia dessas hidrelétricas nos meses seguintes.

Segundo o *site* da Aneel, doze vezes por ano, o 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.

A aplicação das bandeiras é realizada conforme os valores do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE) de cada subsistema e foi definido da seguinte forma:

- Bandeira Tarifária Verde: $CMO + ESS_SE$ menor que R\$ 200,00/MWh;
- Bandeira Tarifária Amarela: $CMO + ESS_SE$ for igual ou superior a R\$ 200,00/MWh e inferior a R\$ 350,00/MWh; e
- Bandeira Tarifária Vermelha: $CMO + ESS_SE$ igual ou superior a R\$ 350,00/MWh.

Na fatura de energia do consumidor o impacto financeiro será:

- Bandeira Tarifária Verde: nenhuma cobrança adicional;
- Bandeira Tarifária Amarela: R\$ 1,50 para cada 100 kWh/mês consumido; e
- Bandeira Tarifária Vermelha: R\$ 3,00 para cada 100 kWh/mês consumido (Aneel, 2012).

3.2.

Principais estruturas tarifárias

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.

Nos primórdios do setor, algumas usinas hidrelétricas cobravam um valor constante baseado na capacidade requerida pelos seus consumidores, em geral instalações industriais, uma vez que os seus custos fixos (de capital) eram substancialmente maiores do que os seus custos variáveis para produção de energia elétrica.

Já as práticas envolvidas na definição de tarifas se tornaram mais complexas com a evolução do sistema (implantação das usinas termelétricas, a expansão das redes de distribuição e a criação de agências reguladoras), pois a redução dos custos médios decorrentes das economias de escala incentivou a adoção de modalidades tarifárias mais aderentes a esse modelo setorial mais desenvolvido (National Action Plan for Energy Efficiency, 2009).

Entre as tarifas tradicionalmente utilizadas no setor elétrico, além das tarifas fixas (Flat Rate) destacam-se as tarifas por blocos crescentes ou decrescentes (Inclining Block Rate); as tarifas sazonais (Seasonal Rate), as tarifas por tempo de utilização time of use – TOU); com preço de pico crítico (critical peak pricing – CPP), com preço de pico variável (variable peak pricing – VPP) e a tarifação em tempo real (real time pricing – RTP). Os subitens a seguir explicação cada uma destas modalidades de tarifas.

3.2.1. Tarifas fixas (*Flat Rate*)

Esse tipo de tarifa é caracterizado por um preço fixo pré determinado cobrado mensalmente independente do horário do dia ou período do ano (Figura 3.4). 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). Para a concessionária há a vantagem de maior previsibilidade quanto ao planejamento de sua rede e contratação de energia, porém, ao mesmo tempo, há a desvantagem de não incentivar o uso mais eficiente da energia.

Atualmente é um dos tipos de tarifas aplicadas no Brasil, para os consumidores do grupo B, denominada tarifa convencional.

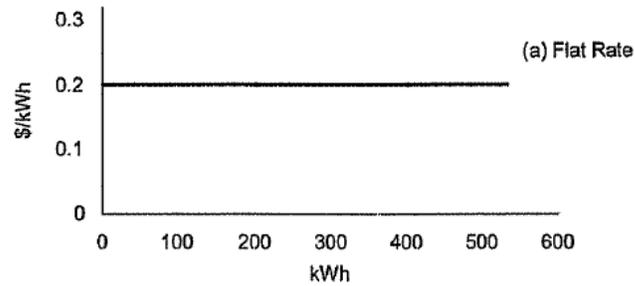


Figura 3.4 – Exemplo de Tarifa convencional

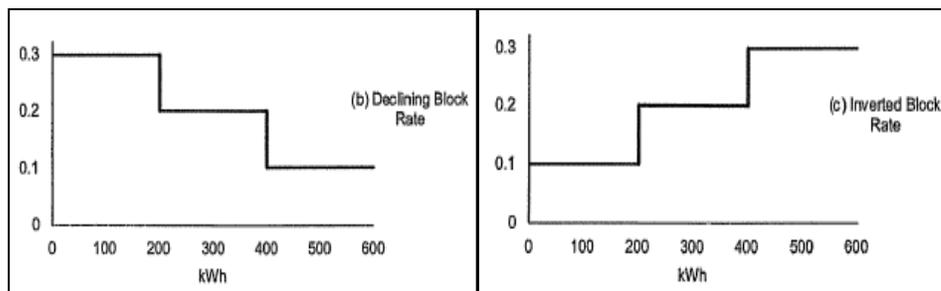
Fonte: (Energy & Environmental Economics, 2005)

3.2.2.

Tarifas por blocos decrescentes ou crescentes (*Inclining Block Rate*)

As tarifas por blocos (*Inclining Block Rate*) possuem valores diferentes para cada quantidade específica de consumo. No caso de tarifas decrescentes por bloco, o preço para o segundo bloco de consumo é menor do que o preço do primeiro bloco e assim sucessivamente, buscando-se no primeiro bloco cobrir também os custos fixos do fornecimento de energia elétrica, com os demais preços acompanhando os custos marginais decrescentes.

No caso de tarifas crescentes por bloco, ocorre o inverso, o primeiro bloco tem preço menor que o segundo e assim sucessivamente (Figura 3.5). O objetivo é incentivar a economia de energia cobrando preços maiores para consumos maiores, incentivar autogeração e mitigar o efeito do acréscimo de preços para os consumidores de baixa renda.



**Figura 3.5 – Exemplo de tarifa por bloco decrescente e crescente
(Preço da tarifa x Consumo)**

Fonte: (Energy & Environmental Economics, 2005)

Um exemplo mais prático desse tipo de tarifa é a tarifa aplicada no Brasil sob a denominação de tarifa social de baixa renda, na qual, segundo a legislação, todos os consumidores residenciais com consumo mensal inferior a 80 kWh, ou aqueles cujo consumo esteja situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprovem inscrição no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, fazem jus ao benefício da subvenção econômica da Subclasse Residencial Baixa Renda (Aneel, 2005).

A tarifa social de baixa renda sofre descontos escalonados do acordo com o consumo em relação à tarifa convencional, conforme ilustra o Quadro 3.3.

Faixa de consumo	Desconto tarifário (%)
0 - 30 kWh	65%
31 - 100 kWh	40%
101 kWh - limite regional ²	10%

Quadro 3.3 - Faixas de desconto da tarifa social de baixa renda

Fonte: (Aneel, 2005)

3.2.3.

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

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).

² Limite regional é o consumo máximo para o qual poderá ser aplicado o desconto na tarifa, sendo que tal limite é estabelecido por concessionária e os valores que excederem serão faturados pela tarifa convencional aplicada às unidades residenciais (Aneel, 2005).

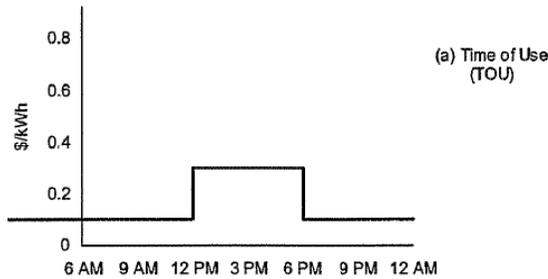


Figura 3.6 - Exemplo de tarifa por tempo de uso (TOU)

Fonte: (Energy & Environmental Economics, 2005)

3.2.3.1. Tarifas sazonais (*Seasonal Rate*)

As tarifas sazonais (*Seasonal Rate*) são caracterizadas pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata. Essas tarifas por tempo de utilização (TOU) refletem o maior custo de fornecimento nos períodos de pico e menores custos nos demais períodos, sejam em diferentes estações do ano ou em diferentes horários do dia, não refletindo, porém as mudanças nos preços de aquisição de energia reais no mercado atacadista.

No caso do Brasil, a tarifa similarmente aplicada é a horo-sazonal, na qual para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados postos tarifários. O posto tarifário “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre em geral entre 18h e 21h do dia. O posto tarifário “fora da ponta” compreende as demais horas dos dias úteis e às 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”.

Para o ano são estabelecidos dois períodos: “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor, e “período úmido” quando é maior o volume de chuvas. As tarifas no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido à menor quantidade de águas nos reservatórios das usinas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, de custo mais elevado. O

período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril (Aneel, 2005).

3.2.3.2. Tarifas por hora do dia (*Time-of-day - TOD*)

Conforme demonstrado na Figura 3.6 há variação do preço da tarifa de acordo com o horário de uso da energia, mais caro para períodos de ponta de consumo e valores mais baratos para períodos fora da ponta.

Como essa será a tarifa foco do trabalho, no caso, a tarifa branca, esta será mais detalhada no item 3.3.

3.2.4.

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

A tarifa 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 3.7). 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).

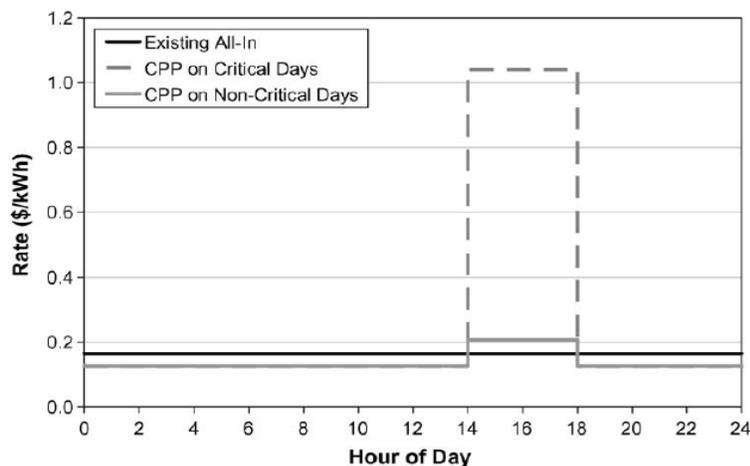


Figura 3.7 - Exemplo de tarifa CPP

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 3.8 a seguir.

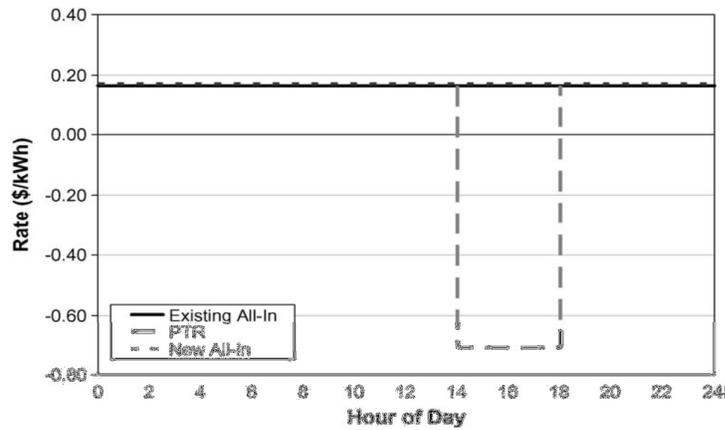


Figura 3.8 - Exemplo de tarifa CPR ou PTR

Fonte: (Faruqui, Hledik, & Tsoukalis, 2009)

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

Na tarifação em tempo real 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. Um exemplo pode ser visto na Figura 3.9.

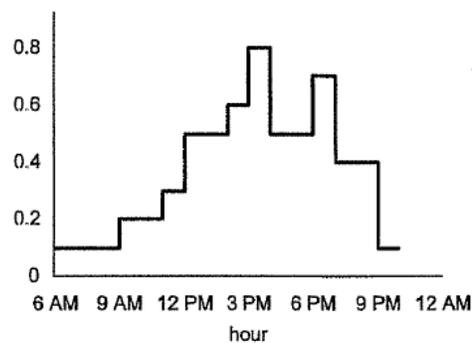


Figura 3.9 – Exemplo de tarifa RTP

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.

3.3.

A tarifa branca (*white-tariff*)

Com previsão de ser implementada no Brasil em 2015, a tarifa branca³ é uma nova opção de tarifa do tipo TOU estática que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as instalações em baixa tensão de 127, 220, 380 ou 440 volts (Aneel, 2013b), ou seja, do Grupo B. Antes de detalhar essa nova tarifa é preciso compreender como as tarifas de energia são definidas no Brasil.

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.

O horário de ponta é o período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela Aneel para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados (Quadro 3.4).

³ Em outras oportunidades tentou-se aplicar a tarifa amarela, direcionada para consumidores residências e comerciais, a qual aplicava valores diferenciados de consumo de energia conforme a hora do dia, sendo cobrada uma tarifa mais elevada no horário de ponta em comparação com o horário fora da ponta. (Paulino, 2006)

Dia e mês	Feriados nacionais	Leis federais
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	6.802, de 30/06/1980
02 de novembro	Finados	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

Quadro 3.4 – Feriados nacionais sem horário de ponta

Fonte:(Aneel, 2010c)

Já o horário intermediário é o período formado pela hora imediatamente anterior e pela hora imediatamente posterior ao período de ponta, totalizando duas horas. As horas complementares aos períodos de ponta e intermediários, bem como os finais de semana e feriados são considerados como período fora da ponta.

O enquadramento na modalidade tarifária horária branca pelo consumidor será opcional. Caso opte por não aderir a ela, continuará na modalidade tarifária convencional monômnia, que é compulsória e automática para todas as unidades consumidoras do grupo B.

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 3.10.

Em relação aos valores cobrados por posto, segundo a Nota Técnica n.º 311/2011 (Aneel, 2011), referente à Audiência Pública n.º 120/2010, a relação entre postos é definida como:

- *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 kz, 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.

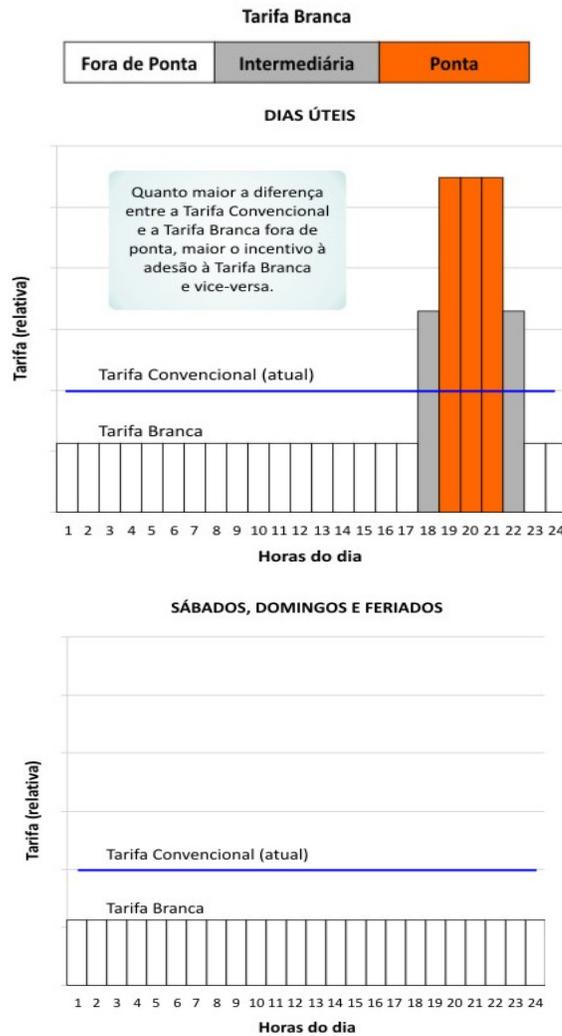


Figura 3.10 – Comparativo entre a tarifa branca e a convencional

Fonte: (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).

Com a tarifa branca, o consumidor passa a ter possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, diminuindo fortemente o consumo na ponta e no intermediário, a opção pela tarifa branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida.

3.4. Considerações quanto às estruturas tarifárias apresentadas

Em geral, CPP, VPP e RTP e suas variações são conhecidas como tarifas de preços dinâmicos (*Dynamic Pricing*), pois seus preços procuram acompanhar a variação horária, diária ou sazonal do custo de produção e/ou de fornecimento de energia elétrica, transmitindo com mais precisão o custo real do sistema para o consumidor. Essa classificação mais restrita considera que a TOU não se acomodaria nessa definição uma vez que a definição dos seus preços ocorre com grande antecedência, baseada em séries históricas, não acompanhando a variação de curto prazo dos custos de energia elétrica.

Para definir se uma estrutura tarifária é dinâmica deve-se analisar se ela reflete as condições do sistema elétrico no momento em que o preço é definido ou em que o dia crítico ocorre. Dessa forma, em relação às tarifas apresentadas, pode-se inferir que RTP e CPP são dinâmicas. PTR pode ser dinâmica se a quantidade de desconto variar com as condições do sistema. DAP será dinâmica desde que os preços reflitam as condições do sistema no momento que forem informados. Já as taxas TOU não podem ser consideradas dinâmicas, mesmo tendo uma estrutura de preços diferentes em diferentes pontos no tempo, pois possuem relações com padrões históricos (Procter, 2013).

Realizando uma análise quanto aos riscos e benefícios de cada uma das tarifas apresentadas, tem-se a Figura 3.11.

Para a tarifa fixa (*flat rate*) há um pequeno risco da volatilidade de preços do atacado ser repassada para o consumidor com potencial de benefício, ou seja, descontos, porém menores. No outro extremo, nos preços em tempo real (RTP), o consumidor assume todos os riscos e paga um preço de varejo que está diretamente ligado ao preço de atacado do mercado de energia elétrica, porém, por outro lado, são recompensados com um menor custo de fornecimento de energia.

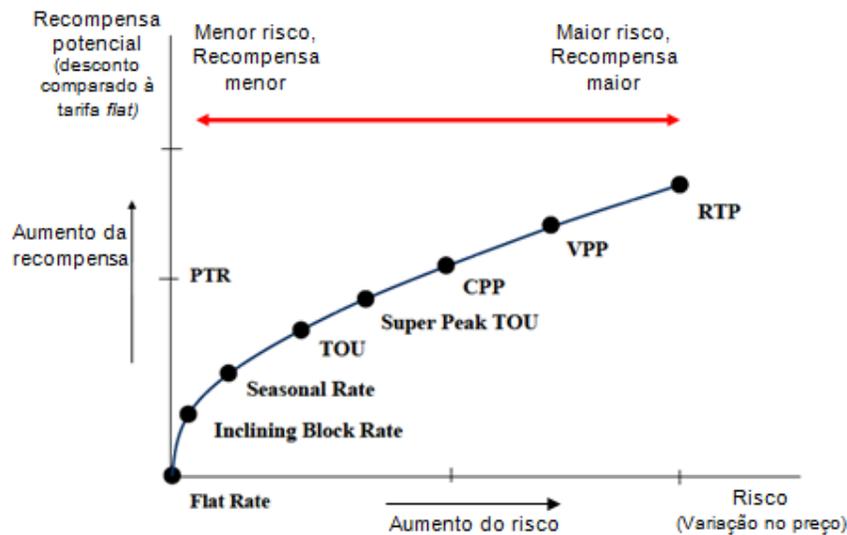


Figura 3.11 – Risco e benefícios por tipo de tarifas de energia elétrica

Fonte: (Faruqui, 2010)

Além da implantação de estruturas tarifárias, para que o objetivo destas seja atingido, é importante que o consumidor realize mudanças em seus hábitos de consumo e conseqüente altere seu perfil de consumo, reduzindo assim o custo médio do serviço de distribuição e modulando a curva de carga do sistema elétrico, bem como sua fatura de energia.

Essas mudanças no uso da eletricidade por parte dos consumidores em relação ao seu consumo padrão, em resposta a alterações no preço da energia são definidas como resposta da demanda e serão abordadas no próximo tópico.

3.5.

Resposta da demanda (RD) ou gestão pelo lado da demanda (GLD)

Segundo a U.S. Federal Energy Regulatory Commission, resposta da demanda é definida como mudanças no uso da energia elétrica pelos consumidores, em relação ao seu consumo normal padrão, em resposta a alterações no preço da eletricidade, ou devido à oferta de benefícios financeiros criados para induzir à diminuição do uso da eletricidade em períodos de alta dos custos de energia no mercado atacadista ou quando a confiabilidade do sistema elétrico está em risco (DoE, 2006).

Segundo Albadi (Albadi & El-Saadany, 2007), são três as formas pelas quais a RD pode ser realizada pelos consumidores. Cada uma dessas ações envolvem custos e alterações de hábitos de sua parte. As duas primeiras são

semelhantes à classificação do DoE, sendo: a redução do seu consumo de eletricidade durante horários de pico de demanda quando os preços (considerando tarifas dinâmicas) são maiores, sem alterar o padrão de consumo durante outros períodos – essa opção envolve uma perda temporária de conforto. A segunda consiste no deslocamento de parte do seu consumo na ponta, devido aos altos custos de energia, para outros períodos do dia, como por exemplo, tomar um banho ou utilizar a máquina de lavar roupas. A terceira ação consiste na utilização de geração própria de energia, denominada geração distribuída. Gerando sua própria energia, o consumidor pode optar por utilizá-la durante períodos de ponta, nos quais o preço da energia entregue pela concessionária é mais caro, alterando pouco ou nada seu padrão de consumo, porém, da perspectiva da concessionária, o padrão de consumo mudaria significativamente e a demanda pareceria menor no sistema.

Realizando-se qualquer uma dessas iniciativas busca-se o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, do ponto de vista da concessionária. Para (Gellings, 1985), a curva de carga será alterada com base em seis possibilidades:

- Corte de pico - redução das cargas durante os picos de utilização de energia elétrica;
- Preenchimento de vales – preenchimento de cargas durante o período fora de pico;
- Transferência de carga - movimentação de cargas existentes dos horários de pico para horários fora de pico;
- Conservação Estratégica - diminuição da demanda de carga em todos os períodos, aumentando a eficiência do uso de energia (por exemplo, troca de iluminação por iluminação eficiente) e mudanças nos padrões de uso (por exemplo, redução da duração dos banhos de chuveiros elétricos);
- Crescimento estratégico da carga – aumento do uso de energia elétrica por estratégias como a substituição de combustíveis fósseis (por exemplo, carros elétricos, bombas de calor), melhorando a produtividade dos consumidores e a qualidade de vida;
- Carga flexível - contratos específicos e tarifas com a possibilidade de flexibilidade no controle de equipamentos de consumidores (por exemplo, o controle direto de aquecedores de água).

Os programas de GLD são de suma importância para que os benefícios das redes inteligentes sejam percebidos. Esses programas consistem na oferta pelas distribuidoras de uma tarifa ou programa para motivar mudanças nos hábitos de uso da eletricidade pelos consumidores em resposta a mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo, ou para dar incentivos monetários destinados a induzir menor consumo de energia em períodos de alto preço de mercado ou quando a confiabilidade da rede for comprometida (DoE, 2006). Em geral são classificados em duas categorias: programas baseados em incentivos financeiros (incentive-based programs – IBP) e programas baseados em preços e tarifas (priced-based programs – PBP).

Os programas de resposta de demanda baseada em incentivos financeiros envolvem um desconto na conta ou um pagamento antecipado aos consumidores participantes dessa política para situações em que a segurança do sistema esteja comprometida ou caso os preços de curto prazo estejam muito altos. Para saber quanto cada consumidor deverá reduzir sua demanda é estudado qual seu consumo médio ao longo do tempo, a redução de carga feita com base neste valor. A participação, neste caso, também é voluntária, e caso o consumidor não atenda ao compromisso de desligar carga quando requisitado, sofrerá multas (Coppe).

Os programas de resposta de demanda baseados em incentivo financeiro são divididos em dois grupos, o clássico e baseado no mercado, conforme pode ser visto a seguir no Quadro 3.5.

Programas de resposta de demanda baseada em incentivos financeiros	
Clássico	Baseado no mercado
Controle direto da demanda (<i>Direct Load Control – DLC</i>)	Oferta de redução da demanda (<i>Demand-Side Bidding</i>)
	Redução da demanda em emergência (<i>Emergency Demand Response Programs</i>)
Interrupção consentida da demanda (<i>Interruptible / Curtailable Service – I/C</i>)	Capacidade de mercado (<i>capacity Market</i>)
	Mercado de serviços auxiliares (<i>Ancillary services Market</i>)

Quadro 3.5 – Tipos de programa de RD baseada em incentivos financeiros

Fonte: (National Action Plan for Energy Efficiency, 2010) e
(Albadi & El-Saadany, 2007)

Os programas de resposta de demanda baseada em preços e tarifas referem-se à ideia dos consumidores poderem modificar seus padrões de consumo em função dos preços do mercado, reduzindo seus gastos em condições de altos preços, podendo tanto transferir o consumo para um horário de menor preço (*load shifting*) ou apenas desligar ou reduzir carga (*load shedding ou load reduction*).

Essa redução de carga também pode ocorrer de acordo com a hora do dia (horário de ponta e fora de ponta) ou em termos de período seco *versus* período úmido. Essa atuação por parte dos consumidores é voluntária e torna a curva de demanda mais elástica, ou seja, a quantidade demandada de energia diminui com o aumento do preço (Coppe).

Em geral esses programas de RD levam o nome da própria estrutura tarifária aplicada, como:

1. Período de uso (Time of Use – TOU)
2. Tarifação de ponta crítica (Critical Peak Pricing – CPP)
3. CPP de dia extremo (Extreme Day CPP – ED-CPP)
4. *Tarifação de dia extremo* (Extreme Day Pricing – EDP)
5. Tarifação em tempo real (Real Time Pricing – RTP)

3.5.1.

Programas RD baseados em incentivos financeiros

- 1) Controle direto da demanda (*Direct Load Control – DLC*)

Segundo este programa, o consumidor recebe pagamentos para o operador do sistema, quando da necessidade de reduzir ou desligar carga no sistema, poder desligar ou modificar sua demanda, sendo o afetado avisado com pouco tempo de antecedência. Geralmente este tipo de programa é voltado para consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte.

A maioria das cargas pode ser interrompida normalmente, apesar de não poderem permanecer inativas sem previsão de retornar ao sistema (por exemplo, sistemas de aquecimento de água residencial, bomba d'água). Há a possibilidade de essas cargas serem desligadas imediatamente em caso de desvio de frequência e rapidamente quando o operador optar por reduzi-las ou retirá-las do sistema, o que é conseguido por meio de avanços tecnológicos em equipamentos de comunicação e de controle (Shayesteh, Yousefi, Daneshvar, & Parsa, 2008).

2) Interrupção consentida da demanda (I/C)

A interrupção consentida da demanda envolve uma taxa de descontos ou créditos nas faturas de energia dos consumidores para que estes promovam uma redução de consumo quando requisitados (durante contingências do sistema). Este acordo envolve uma penalidade caso o consumidor não reduza sua carga e é geralmente oferecido a grandes consumidores industriais ou comerciais.

3) Oferta de redução da demanda (*Demand-Side Bidding*)

Também chamado *buyback*, é utilizado usualmente por grandes consumidores que, dependendo do preço no mercado atacadista, oferecem redução de sua carga. Desta forma, as curvas de demanda passam a participar do processo de formação de preço no mercado, tornando a demanda cada vez mais elástica, ou seja, quantidade demandada de energia diminuindo com o aumento dos preços.

4) Redução da demanda em emergência

Este programa envolve o pagamento aos consumidores, mensal ou apenas quando houver necessidade de corte de carga, para os clientes reduzirem seu consumo quando acontecer uma redução na reserva de energia do sistema. Essa redução, obviamente, é limitada para cada consumidor e a participação é voluntária. Geralmente, grandes consumidores vão optar por participar do programa. Nos Estados Unidos o uso desse tipo de programa teve bons resultados participativos devido ao incentivo financeiro e devido aos consumidores não pagarem penalidades por não reduzirem ou cortarem sua carga (Levy, 2013).

5) Capacidade de mercado (*capacity Market*)

Esse tipo de programa é para consumidores que podem comprometer-se a reduzir cargas pré-especificadas quando de contingências no sistema. Os participantes geralmente recebem um aviso com um dia de antecedência e caso não cumpram à sinalização de redução de carga são penalizados (DoE, 2006).

6) Mercado de serviços ancilares (*Ancillary Services Market*)

Esses programas permitem aos consumidores oferecerem redução de carga no mercado *spot* como reserva operacional. Quando as ofertas são

aceitas os consumidores são pagos pelo preço do mercado *spot* para a redução ficar em *standby* e são pagos pelo preço do mercado *spot* de energia se o corte de carga for requerido (DoE, 2006).

3.5.2.

Programas RD baseados em preços e tarifas

Esses programas são baseados em tarifas dinâmicas nas quais as tarifas de eletricidade não são *flat*, logo, elas variam seguindo o custo da eletricidade em tempo real. O último objetivo desses programas é o achatamento da curva de demanda, oferecendo altos preços durante os períodos de ponta e menores preços durante os períodos fora da ponta (DoE, 2006).

1) Período de uso (*Time of Use – TOU*)

Tomando por referência o item 3.2.3, é um tipo básico de programa, nos quais o preço de consumo é definido por dois blocos de tempo: o ponta (mais oneroso) e o fora da ponta (mais módico). As tarifas são definidas refletindo o custo médio da eletricidade durante esses períodos.

2) Tarifação de ponta crítica (*Critical Peak Pricing – CPP*)

Tomando por referência o item 3.2.4, esses programas incluem um preço de tarifa alto pré-definido para o uso da energia durante o horário de ponta em dias de contingência do sistema ou de altos preços do mercado atacadista. Esses programas são aplicados em uma quantidade limitada de dias ou horas por ano (DoE, 2006).

3) CPP de dia extremo (*Extreme Day CPP – ED-CPP*)

Similar ao CPP por possuir um alto preço para o uso da eletricidade durante a ponta, mas diferente por aplicar esse preço durante um dia inteiro (*extreme day*), informado ao consumidor com um dia antecedência (Charles River Associates).

4) Tarifação de dia extremo (*Extreme Day Pricing – EDP*)

Similar ao CPP também, essas tarifas são aplicadas durante “dias extremos”, porém uma tarifa *flat* é usada para os outros dias (Charles River Associates).

5) Tarifação em tempo real (*Real Time Pricing – RTP*)

Tomando por referência o item 3.2.5, RTP é uma taxa segundo a qual o preço da energia varia refletindo mudanças no preço da eletricidade no mercado atacadista. Os consumidores são informados sobre os preços de RTP com um dia ou uma hora de antecedência e tais preços são calculados com um dia de avanço em relação às 24 horas do dia seguinte (Coppe) e (DoE, 2006). Este tipo de tarifa é mais comumente utilizado entre consumidores residenciais.

Muitos economistas estão convencidos que esse tipo de programa é o mais direto e eficiente entre os programas de DR adequado a mercados competitivos de eletricidade e deveria ser o foco dos agentes reguladores (E. Bloustein School of Planning and Public Policy, 2005).

3.5.3.

Potenciais ações e tecnologias a serem aplicadas pelos consumidores para GLD

No caso do Brasil, a aplicação da estrutura tarifária branca poderá desenvolver com maior intensidade algumas tecnologias e alguns comportamentos na forma de uso da energia, muitas vezes inviáveis pela inexistência de tarifas que expressem para o consumidor o real custo horário dos serviços de distribuição, ferramenta já utilizada em outros países em que programas de RD são mais comuns.

Uma das potenciais tecnologias a ser desenvolvida são os equipamentos inteligentes, como de controle dinâmico ou gerenciadores de energia que procuram alternar e desligar aparelhos residenciais como geladeiras, condicionadores de ar e aquecedores de água, que funcionam em ciclos (ligado/desligado), em resposta a mudanças no equilíbrio entre oferta e demanda na rede elétrica ou em resposta aos preços. Esses dispositivos podem ser adaptados aos aparelhos já existentes ou instalados durante sua fabricação (Aneel, 2010d).

Outra tecnologia que pode ter sua aplicação mais disseminada é o aquecimento solar em substituição ao chuveiro que possui carga altamente concentrada na ponta do sistema elétrico.

Uma tecnologia menos disseminada é a termoacumulação, que consiste em um sistema de produção e acumulação de gelo ou água gelada, para posterior uso em condicionamento ambiental. Com isso é possível:

reduzir o tamanho dos equipamentos de refrigeração, com conseqüente redução dos investimentos; deslocar o consumo de energia da ponta para o período fora de ponta. Essa opção seria viável para unidades consumidoras de menor porte, sobretudo unidades comerciais com baixo fator de carga (Aneel, 2010d).

O desenvolvimento de tecnologias de acumulação de energia, como baterias para suprir cargas residenciais durante o horário de ponta do sistema. Uma possibilidade é a utilização de veículos elétricos, porém essa iniciativa é um pouco mais complexa pela infraestrutura necessária para seu abastecimento e à necessidade do desenvolvimento de políticas governamentais. Espera-se que a recarga desses veículos ocorra em períodos fora da ponta do sistema elétrico, nos quais os custos imputados ao sistema de distribuição são menores, razão pela qual a modalidade tarifária branca adquire grande relevância (Aneel, 2010d).

Por fim, mas sem esgotar o assunto, a utilização de medidores inteligentes e toda sua infraestrutura de medição avançada que permite o acompanhamento em tempo real do consumo de energia, monitoração da qualidade do serviço, da qualidade de tensão, bem como, do ponto de vista da concessionária possibilita a redução de fraudes, implementação de tarifas mais dinâmicas a redução de seus custos operacionais (Aneel, 2010d). O Quadro 3.6 resume o já mencionado e dá outras possibilidades.

Por fim, programas, estratégias e medidas de eficiência energética a serem adotadas pelos consumidores residenciais e incentivadas pelas distribuidoras e órgãos do governo podem vir a contribuir nos resultados da aplicação da tarifa branca e em programas de RD ou GLD. Com base no documento elaborado pelo U.S. Department of Energy e pela U.S. Environmental Protection Agency (National Action Plan for Energy Efficiency, 2010), lista-se:

- fornecer descontos ou benefícios à instalação de tecnologias eficientes de iluminação, sistemas motrizes, aquecimento, ventilação e condicionamento de ar, bem como na utilização de técnicas e tecnologias eficientes na construção civil como: aproveitamento da iluminação natural, de ventilação, sistemas de controle automático de iluminação artificial, condicionamento de ar, entre outros;

Alternativa	Possibilidades
Controle de equipamento de uso final	<ul style="list-style-type: none"> - Controle da operação de equipamentos individuais - Tomadas inteligentes - Ar condicionado central em consumidores industriais e comerciais - Aquecedores de água residencial ou comercial - Bombas em geral - Aquecedores de ambiente
Controle de equipamentos da própria empresa de energia	<ul style="list-style-type: none"> - Redução da tensão - Controle do alimentador - Controle do fator de potência
Estocagem de energia	<ul style="list-style-type: none"> - Estocagem de frio - Estocagem de calor - Estocagem de água quente - Utilização de calor residual - Veículo elétrico
Incentivos tarifários	<ul style="list-style-type: none"> - Tarifas estatísticas e dinâmicas - Tarifa interruptível - Contratos de controle de carga - Tarifa de demanda - Devoluções e incentivos - Programas especiais
Geração distribuída / microgeração / autoprodução	<ul style="list-style-type: none"> - Eólica - Solar térmica ou fotovoltaica - Células combustível - Cogeração - Pequenas centrais hidrelétricas - Veículo elétrico
Promoção de GLD junto ao consumidor (distribuidora)	<ul style="list-style-type: none"> - Opção de estruturas tarifárias - Subsídio de equipamentos de GLD - Incentivos ao uso de tecnologias eficientes - Uso de medidores inteligentes

Quadro 3.6 – Alternativas de gerenciamento pelo lado da demanda

Fonte: (Delgado, 1985) – adaptado

- promover financiamento ou subsídios facilitando a adoção e instalação de tecnologias eficientes com alto custo inicial ou com perspectiva de retorno de médio e longo prazo para o consumidor;
- promover incentivos a empresas e indústrias que trabalham com fornecimento, venda e instalação de tecnologias e medidas eficientes energeticamente;
- comissionar serviços que auxiliem a garantir que sistemas de uso de energia em edificações tem operação e manutenção apropriada;
- promover programas de educação e capacitação aos usuários finais e demais agentes do setor de energia a respeito dos benefícios provindos de medidas de eficiência energética;
- desenvolver e aplicar normas e padrões de eficiência energética em equipamentos, inserindo-os em seus projetos juntamente com controles de demanda; e
- criar e aplicar padrões para edificações desde o projeto, construção, até sua operação que compreendam medidas de eficiências energética e capacidade para estratégias de reposta de demanda.

3.5.4.

Potenciais benefícios do uso de programas de resposta de demanda

Além da melhoria na curva de carga do sistema elétrico e da redução de fatura de energia do consumidor, quando RD é bem executada, os benefícios da adoção de programas de RD podem ser classificados em quatro categorias principais: para participantes, mercado como um todo, confiabilidade do sistema e desempenho de mercado (DoE, 2006).

Quanto aos participantes, estes se beneficiam por meio da redução do preço de suas faturas de energia, como já mencionado, principalmente no horário na ponta. Há possibilidade também do uso mais intenso de alguns equipamentos nos períodos fora da ponta, devido a tarifas em geral mais módicas. Em programas baseados em incentivos financeiros, os participantes podem vir a ganhar incentivos pela sua participação ou receber pagamentos conforme seu desempenho.

Em relação aos benefícios do mercado há uma redução global no preço da energia, ocasionado principalmente devido ao uso mais eficiente da

infraestrutura do sistema, elevando sua disponibilidade de capacidade de geração e reduzindo o despacho de unidades geradoras mais onerosas. Outro fator é a redução e postergação de investimentos no aumento da capacidade de geração, transmissão e de reforços na rede no curto prazo. Essa postergação de investimentos também impacta na redução dos preços de energia para todos os consumidores.

Os benefícios em termo de confiabilidade do sistema são a redução de interrupções de fornecimento e quedas de energia para os consumidores e a disponibilização de mais opções e recursos para o operador manter a confiabilidade do sistema, reduzindo interrupções forçadas e suas consequências.

Em termos de melhorias quanto ao desempenho de mercado, essas são possíveis pelo maior leque de opções disponíveis aos consumidores, tanto em relação a tarifas quanto a programas de RD, condição não possível em mercados sem competição. Outro ponto é a redução da volatilidade do preço no mercado *spot*, possível devido a programas de RD reduzirem a capacidade de agentes do setor de influenciar o mercado. Há ainda os benefícios ambientais, pois o consumo elétrico passa a ser mais sustentável.

Com um GLD bem estruturado é possível, por meio de maior disponibilidade de informação e de políticas tarifárias de energia elétrica, o consumidor de baixa tensão ser incentivado a mudar de hábitos e a reduzir o consumo no horário de pico. Essas ações promoverão uma mudança no comportamento de consumo de energia, nas quais o consumidor é motivado a escolher equipamentos com melhores níveis de eficiência energética e dessa forma assumir um papel mais ativo na gestão de seu consumo de eletricidade (CGEE, 2012).

Para o consumidor, principalmente o residencial, é importante que os benefícios alcançados com as redes inteligentes não aumentem a tarifa de energia. Por outro lado, será possível ter acesso a melhores ou novos serviços, o que pode ter valores diferenciados e exigir um esforço e conscientização maior de sua parte.

4 Metodologia para realização do estudo

O trabalho tem como objetivo demonstrar quais os perfis de consumo de unidades residenciais que poderão se beneficiar caso adotem a tarifa branca, reduzindo os custos de suas faturas de energia sem comprometer drasticamente seu conforto e tornando seu consumo de energia mais sustentável.

As análises foram realizadas com base em dados de medições eletrônicas e com o apoio de pesquisas de posse de equipamentos e hábitos de uso (PPHs), informações obtidas por meio de um Projeto de P&D da Aneel, proposto e desenvolvido pela Companhia Energética do Ceará (Coelce).

Ao todo foram realizadas 125 medições e 2.100 pesquisas. Desse universo foram aproveitadas 120 medições e conseqüentemente 120 pesquisas.

4.1. A concessionária

A concessionária de distribuição de energia elétrica Coelce Energia e Serviços S.A., oferta energia elétrica para todo o Estado do Ceará. Sua área de concessão abrange os 184 municípios cearenses, que possuem uma população de mais de oito milhões de habitantes, em um território de 149 mil quilômetros quadrados. É a terceira maior distribuidora do Nordeste em volume comercializado de energia, com fornecimento para mais de 3,5 milhões de clientes, dos quais 2,5 milhões são de classe residencial, seis mil da categoria industrial, 173,3 mil comerciais, 448,2 mil rurais e 43,8 mil do setor público.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no ano de 2013 foi de 10.732 GWh, sendo 2.285 GWh vendidos a consumidores cativos (Coelce, 2014).

4.2.

O projeto de P&D

Segundo (Aneel, 2010a), a Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo, tanto na classe residencial como na comercial e industrial funciona como um diagnóstico energético que proporciona a elaboração de uma previsão do perfil de carga de cada estabelecimento por meio da montagem de suas respectivas curvas de carga.

Embora não seja possível definir o nível de precisão da estimativa de consumo obtida pela aplicação da pesquisa, a PPH é uma alternativa de previsão de carga em face da dificuldade e do alto custo de se obter o perfil de consumo por meio de medições reais nos estabelecimentos. Apesar da possibilidade de projeções e estimativas de consumo serem mais precisas por meio de medições ela não fornece as informações de posses e hábitos obtidas por meio da pesquisa. Além disso, o custo de uma PPH é muito menor do que se fazer medições por aparelho como foi realizado no âmbito deste projeto de P&D.

Enquanto ainda não se tem sistemas de medições capazes de suprimir a necessidade da aplicação das PPHs, se faz necessário encontrar formas de atribuir maior confiabilidade às curvas de cargas geradas por essas pesquisas. Com esse intuito, a PUC-Rio em conjunto com a Ampla e a Coelce desenvolveram um projeto inédito de P&D para comparar as declarações de consumo de energia levantadas nas pesquisas com os consumidores residenciais com o perfil de consumo real. Ainda conforme o relatório técnico final do projeto de P&D (Ampla, 2013), o projeto tinha como objetivos: 1) desenvolver coeficientes de ajustes que minimizassem as imprecisões das declarações de consumo e 2) elaborar uma ferramenta computacional que apresentasse um modelo de curva de carga de demanda de energia elétrica residencial desagregada por uso-final, a partir de um fator de ajuste das cargas estimadas por meio de PPHs.

Para o levantamento dessas informações de consumo e carga foram realizadas pesquisas de campo em toda área de concessão das duas empresas, e ainda, medições eletrônicas junto aos principais equipamentos elétricos instalados dentro dos domicílios, podendo-se assim entender e analisar os comportamentos real e declarado de cada indivíduo chegando-se a uma equação corretiva tornando mais preciso os estudos de campo de PPH.

4.2.1.

A coleta de dados: PPH

Segundo Pinho (2013) define-se como Pesquisa de Posses e Hábitos (PPH), uma pesquisa de campo declaratória, quantitativa em que é aplicado um formulário de auditoria energética para traçar um perfil de posse e hábitos de consumo de equipamentos elétricos, nos setores residencial, comercial e industrial, com intuito de avaliar o mercado de eficiência energética. A PPH é basicamente uma auditoria dos equipamentos elétricos do consumidor.

A primeira versão foi realizada sob coordenação da Eletrobras Procel em 1988, na classe residencial e foi denominada: “Pesquisa de posse de eletrodomésticos e hábitos de consumo”, abrangendo as cinco regiões e 10.818 consumidores, em 291 municípios de 27 concessionárias. Foram realizadas outras duas sob a mesma coordenação: em 1997/98, com 20 concessionárias e foram pesquisados 15.870 consumidores e a última em 2004/2006, representando 92% do mercado consumidor e participando 21 empresas (Eletrobras Procel, 2007).

O instrumento de coleta de dados para a classe residencial, ou seja, o questionário da PPH é composto por cinco módulos, sendo:

1. identificação do entrevistado e das pessoas do domicílio (dados demográficos);
2. caracterização física da edificação, de forma a identificar a influência dos materiais utilizados na construção da residência no consumo de energia;
3. identificação da posse de equipamentos e seus hábitos de uso, de forma a caracterizar e detalhar a forma como a energia é utilizada na unidade consumidora, destacando os principais aparelhos elétricos como: iluminação, refrigerador, freezer, condicionador de ar e televisor, seguido pelos demais aparelhos de menor consumo (Quadro 4.1) e finalizando em relação ao uso de aquecimento de água e chuveiros;
4. obtenção dos dados socioeconômicos, de forma a estabelecer a relação entre renda e consumo de energia; e
5. identificação de atitudes e comportamentos quanto à conservação de energia (consciência e hábitos).

De forma geral sobre os equipamentos coletam-se as seguintes informações: tipo de tecnologia utilizada, quantidade, potência, idade, capacidade, tempo e frequência de uso, período em que é usado e presença ou não de *standby*, entre outros dados conforme o equipamento.

1	Aparelho de som	11	Roteador wi-fi	21	Video game	31	Secadora de roupa
2	Rádio elétrico	12	Nobreak	22	Máquina de costura	32	Ventilador de teto
3	Blu-ray	13	Panela elétrica	23	Ferro elétrico	33	Circulador / Ventilador
4	DVD	14	Exaustor	24	Forno elétrico	34	Aquecedor de ambiente
5	Computador	15	Enceradeira	25	Liquidificador	35	Bebedouro elétrico
6	Notebook/Laptop	16	Aspirador de pó	26	Secador de cabelo	36	Grill
7	Impressora	17	Bomba d'água	27	Prancha alisadora	37	Torradeira elétrica
8	Cafeteira elétrica	18	Torneira elétrica	28	Batedeira		
9	Forno microondas	19	Hidromassagem	29	Lava roupa		
10	Set-top box	20	Higienizador a vapor	30	Lava louça		

Quadro 4.1 – Aparelhos de menor consumo considerados na PPH

Fonte: (Pinho, 2013)

4.2.1.1.

Metodologia para criação do plano amostral e realização das entrevistas

Inicialmente define-se como se deve selecionar a amostra da população na qual será aplicada a PPH, de forma que esta represente, dentro das limitações consideradas, o comportamento de toda a população, no caso, todos os consumidores de energia elétrica da Coelce.

A amostra da pesquisa para o segmento residencial é obtida em cinco etapas – mais detalhes em Pinho, 2013:

- Etapa 1: definição do tamanho da amostra da pesquisa;
- Etapa 2: levantamento de informações da concessionária de energia;
- Etapa 3: ponderação e distribuição da amostra por polo regional;
- Etapa 4: seleção dos municípios dentro de cada polo regional e definição de amostra destes; e
- Etapa 5: distribuição das amostras nas faixas estratificadas.

Após definido o plano amostral, faz-se necessário ainda selecionar os indivíduos que participarão da pesquisa, aqueles que serão entrevistados. Essa seleção se faz por meio de sorteio, da seguinte forma:

- 1) Seleção de áreas de ponderação (AP) dentro de cada município, respeitando orientações e critérios do IBGE (IBGE, 2002);
- 2) Distribuição da amostra de cada AP por bairros previamente selecionados;
- 3) Seleção das ruas e domicílios por arrolamento;
- 4) Realização das entrevistas respeitando as quotas por faixa de consumo definidas no plano amostral.

Um maior detalhamento em relação à metodologia das PPHs pode ser encontrado na dissertação: Calibração de resultados de pesquisas de posses e hábitos pela medição eletrônica de consumo de eletrodomésticos, do Sr. José Aguinaldo Mendes Pinho (Pinho, 2013).

4.2.1.2.

Considerações quanto ao uso dos dados das PPHs na dissertação

Os dados de PPH utilizados foram apenas os referentes à iluminação e *standby*, agrupados à categoria “outros usos” das medições – aqueles equipamentos não medidos individualmente –.

Em se tratando de iluminação foram aproveitados os dados declaratórios relacionados aos tipos de lâmpadas utilizados e ao seu consumo horário. Quanto ao *standby*, apenas seu consumo horário foi considerado, obtido com base na declaração dos equipamentos que possuem tal função, pois a PPH possui campos específicos para marcação dessa funcionalidade conforme o equipamento pesquisado.

As curvas de carga declaradas refletem o consumo mensal. Para a distinção entre o consumo mensal durante a semana (segundas-feiras às sextas-feiras) e o consumo aos finais de semana (sábados e domingos), as curvas foram obtidas por meio de ponderações desses valores, conforme item 4.3.7.

4.2.2.

A coleta de dados: medições eletrônicas

Segundo (Pinho, 2013), foram utilizados no projeto dois tipos de medidores eletrônicos: o medidor SAGA 2000 que foi instalado no quadro geral de distribuição do consumidor, registrando o consumo total da residência, e o medidor Powersave, desenvolvido ao longo do projeto, o qual foi instalado individualmente nas tomadas dos aparelhos eletrodomésticos de consumos mais

relevantes na residência. Buscou-se medir em média pelo menos 50% do consumo de energia de cada domicílio de modo a se ajustar o perfil de uso dos principais equipamentos para depois fazer um ajuste da curva de carga geral do domicílio (Ampla, 2013). Ambos medidores podem ser vistos na Figura 4.1.



Figura 4.1 - Medidores: Saga 2000 (esq.) e Powersave (dir.)

Fonte: (Ampla, 2013)

No Quadro 4.2 seguem as especificações dos medidores utilizados.

Especificações	SAGA 2000	Powersave
Corrente máxima	10 ampères	10 ampères para uso das tomadas e 50 ampères para o barramento lateral
Tensão nominal	120 volts e 240 volts	100 a 240 volts
Memória	Memória de massa para log com intervalo de 15 min	Memória de massa para log com intervalo de 5 min ou 15 min e com capacidade de 41 dias com intervalo de 15 minutos e 14 dias para cinco minutos
Porta USB	Sim	Conexão USB para configuração, Powersoft (Windows)
Dispositivo indicador	Composto por Display LCD com oito caracteres sendo dois para identificar o código da grandeza e seis caracteres para indicar o valor do código da grandeza	Leds indicativos para conexão USB, ligado/desligado e auxiliar

Quadro 4.2 – Especificações dos medidores SAGA 2000 e Powersave

Fonte: Elaboração própria

4.2.2.1.

Metodologia para seleção das unidades consumidoras e dos equipamentos medidos

A seleção das unidades consumidoras para realização das medições foi efetuada por informações prestadas pela concessionária Coelce, por meio de seu cadastro e de indicação, respeitando a Etapa 5 do item 4.2.1.1.

Procurou-se um equilíbrio entre as quatro faixas de consumo, logo, distribuíram-se as 125 medições da seguinte forma: até 150 kWh/mês (31), de 150 a 250 kWh/mês (33 medições), de 250 a 400 kWh/mês (30 medições) e maior do que 400 kWh/mês (31 medições). Todas as pesquisas foram feitas no município de Fortaleza.

Quanto aos aparelhos selecionados para realização das medições, foram considerados aqueles que possuíam certa representatividade no consumo global da residência, como: geladeira, freezer, ar condicionado, televisão, ventilador, máquina de lavar e chuveiro – importante mencionar que apenas quatro residências possuíam tal equipamento.

Em alguns casos foram medidos aparelhos adicionais, tais como: computador, máquina de costura, bebedouro, ventilador, frigobar, adega, bomba d'água, cafeteira, ferro de passar e liquidificador.

O consumo dos demais aparelhos contidos nas residências, que não foram medidos individualmente, incluindo o sistema de iluminação, foi calculado pela diferença entre a curva de carga total e a curva de carga da soma dos equipamentos medidos. Esse total foi categorizado como “outros usos”.

Os medidores permaneceram nas residências durante nove dias e registravam o consumo integralizado em intervalos de 15 minutos, armazenando-o em sua memória de massa.

Essas medições trouxeram informações para a elaboração da curva de carga diária ou mensal do consumo de energia elétrica.

4.2.2.2.

Considerações quanto ao uso dos dados das medições

Em relação às informações prestadas pela concessionária para definição dos consumidores a serem medidos, de forma a tornar a amostra equilibrada entre faixas, essas tiveram como base o comportamento do consumo em faturas anteriores.

Realizadas as medições semanais e extrapolando esses valores para um consumo mensal, observaram-se algumas inconsistências comparando-se a faixa informada e o consumo obtido de alguns consumidores. Essa distorção é devida à medição não ter sido mensal e claro, pelo fato da classificação se basear em uma média histórica, pode vir a ocorrer variações ao longo de um mês, por exemplo.

Para realização do trabalho, de forma a não distorcer as curvas de carga e as análises realizadas, optou-se por enquadrar os consumidores conforme os valores de consumo medidos.

Outra adequação efetuada foi quanto ao aproveitamento das medições realizadas, das 125 utilizaram-se apenas 120, devido a inconsistências apresentadas nessas cinco medições, como: soma dos consumos individuais relevantemente superior ao registro da medição geral e não registro de medições.

A amostra de fato utilizada nas análises, por faixa de consumo, foi de: 0 a 150 kWh/mês (29 medições), de 150 a 250 kWh/mês (33 medições), de 250 a 400 kWh/mês (33 medições) e maior do que 400 kWh/mês (25 medições). Com base nessas medições é que se realizou o traçado das curvas de carga por consumidor e por equipamento.

4.3. Tratamento dos dados

4.3.1. Registro dos dados de consumo

Os dados dos medidores foram coletados e organizados em planilhas do Microsoft Excel[®]. As medições foram realizadas entre os meses de julho e novembro de 2012. Cada unidade consumidora era monitorada por nove dias consecutivos, então os medidores eram desinstalados e instalados em uma nova residência. Para a elaboração do estudo foram aproveitadas medições de um período de sete dias consecutivos, dentro do período medido mencionado. O consumo de energia era registrado pelo medidor a cada 15 minutos.

Trabalhando os dados, após extraí-los dos medidores, inicialmente tirou-se a média dos consumos registrados durante os mesmos períodos ao longo dos sete dias. Essas médias foram somadas de quatro em quatro, resultando em uma média diária horária de consumo de energia com vinte e quatro valores, correspondente à quantidade de horas do dia.

Para se obter o consumo mensal médio horário para elaboração das curvas e realização das análises multiplicou-se esses valores por 30 (mês padrão). Sabendo-se que a modalidade tarifária horária branca é caracterizada por tarifas diferenciadas de acordo com as horas de utilização ao longo do dia e também entre dias da semana e finais de semana (Aneel, 2013d) foi necessário ponderar tais valores, multiplicando por 22 o valor referente à média diária semanal (segundas a sextas-feiras) e por oito o valor referente à média diária aos finais de semana (sábados e domingos).

4.3.2. Definição do preço do kWh

Para verificar para quais clientes a tarifa branca é vantajosa, além dos dados de consumo é também necessário conhecer o preço da energia (R\$/kWh), tanto da tarifa convencional como dos postos da tarifa branca.

Na consulta ao *site* da Coelce foi encontrada uma tabela (Coelce, 2012) com um valor desatualizado (R\$ 0,51675), pois em janeiro de 2013 houve uma revisão tarifária extraordinária, por ações do Governo Federal, que acabou por reduzir o valor da tarifa de energia das concessionárias. Essa redução foi resultado da Medida Provisória nº. 579/2012(Brasil, 2012), convertida em 2013 na Lei nº. 12.783/2013(Brasil, 2013), que promoveu a renovação das concessões de transmissão e geração de energia que venciam até 2017. As principais alterações que permitiram a redução do custo da energia foram:

- alocação de cotas de energia, resultantes das geradoras com concessão renovadas, a um preço médio de R\$ 32,81/ MWh;
- redução dos custos de transmissão;
- redução dos encargos setoriais; e
- retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com aporte direto do Tesouro Nacional. (Aneel, 2013e).

Na seção de “Redução Tarifária de Energia Elétrica” do *site* da Aneel (Aneel, 2013f) está disponibilizada a Resolução Homologatória nº. 1.430 (Aneel, 2013g) de janeiro de 2013 que trata dessa revisão tarifária da Coelce. Em abril de 2013 foi realizado o reajuste tarifário anual de 2013, por meio da Resolução Homologatória nº. 1.516 (Aneel, 2013a). O documento encontra-se na seção de “Atos Regulatórios – Reajuste Tarifário” do *site* da Aneel e está acompanhado de

um arquivo com planilhas contendo o valor do MWh para todas as modalidades tarifárias, entre elas a convencional (residencial) e a branca (residencial) para o subgrupo B1, conforme pode ser visto no Quadro 4.3.

O valor da tarifa convencional R\$ 308,21/MWh, ou R\$ 0,30821/kWh, bem como sua vigência – 22 de abril de 2013 a 21 de abril de 2014 – podem ainda ser confirmados no *site* da Aneel na seção de Informações Técnicas, em Tarifas Residenciais Vigentes (Aneel, 2014b) – ainda não há uma área específica para os valores de tarifa branca pois esta só será aplicada em 2015.

Modalidade	Posto	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	Total (R\$/MWh)
Branca - residencial	EP	450,67	223,97	674,64
	EINT	282,20	134,10	416,30
	EFP	113,74	134,10	247,84
Convencional - residencial	E	162,86	145,35	308,21

Quadro 4.3 - Tarifas residenciais vigentes da Coelce

Fonte: Adaptado da planilha Aneel (Aneel, 2013c)

Sendo:

E = Energia (há essa diferenciação em estruturas binômias, nas quais se cobra pela demanda de energia – D)

EP = Energia no horário da ponta

EINT = Energia no horário intermediário

EFP = Energia no horário fora da ponta

TUSD = Tarifas de uso do sistema de distribuição

TE = Tarifa de energia elétrica

Para formação do preço da energia, valor cobrado do consumidor em sua fatura, há a incidência de tributos sobre o valor da tarifa, que variam de estado para estado. O preço de energia praticado na modalidade convencional é de R\$ 0,44/kWh, conforme informação obtida por meio do teleatendimento da concessionária (protocolo 74548684 de 24 de fevereiro de 2014).

Para definir um preço aproximado para a modalidade tarifária branca, de forma a facilitar os cálculos para realização das análises e não ser um valor muito diferente da realidade optou-se por fazer uma relação de proporção (Fator) entre os valores das tarifas do Quadro 4.3 e do preço informado pelo teleatendimento, resultando assim nos valores do Quadro 4.4.

Modalidade	Posto	Total (R\$/MWh)	Descrição Fator	Fator	Preço (R\$/kWh)
Branca - residencial	EP	674,64	Total (EP/EFP)	2,722079	0,963115
	EINT	416,30	Total (EINT/EFP)	1,679713	0,594309
	EFP	247,84	Total (EFP/E)	0,804127	0,353816
Convencional - residencial	E	308,21	-	-	0,44

Quadro 4.4 - Cálculo estimativo de preço para tarifa branca

Fonte: Elaboração própria

Antes de se decidir por essa solução para formar o preço da tarifa branca, foi analisada a Nota Técnica n°. 1/2013 da Aneel, conforme já mencionado no item 3.3. Retornando ao Quadro 4.3 e embasando-se no item mencionado, as relações entre as TUSDs são respectivamente 3,96 e 2,48, diferentes de cinco e três conforme proposto. Outra divergência refere-se ao fator kz, previsto em 0,55, mas resultando em 0,80.

Analisando ainda um artigo apresentado no Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (Sendi), em 2012, (Santos et al., 2012) e uma simulação comparativa entre as tarifas branca e convencional, no próprio *site* da Aneel (Aneel, 2014a), a relação entre as duas tarifas é diferente do previsto no item 3.3, conforme pode ser visto no Quadro 4.5.

Modalidade	Posto	Relação Fator	Tarifa artigo Sendi	Fator 1	Tarifa Simulação Aneel	Fator 2
Branca - residencial	EP	EP/EFP	0,70710	2,5346	0,5179	2,3102
	EINT	EINT/EFP	0,44394	1,5913	0,3263	1,4554
	EFP	EFP/E	0,27898	0,8028	0,2242	0,7872
Convencional - residencial	E	-	0,34749		0,2848	

Quadro 4.5 - Comparação de tarifas

Fonte: Elaboração própria

Como as tarifas não estavam apresentadas com sua parcela de TUSD, a comparação item 3.3 não foi possível, porém, mesmo assim o Quadro 4.5 apresentou uma relação entre ponta e intermediário com a tarifa fora da ponta, apenas para efeito comparativo com os fatores a serem utilizados nessa dissertação.

4.3.3. Cálculo do faturamento de energia por consumidor

Para o cálculo do faturamento de energia apenas multiplicou-se o consumo de energia pelo preço da tarifa, não havendo preocupação em decompor o preço em impostos, encargos, taxas entre outros. Os preços estão definidos no Quadro 4.4, por modalidade e posto tarifário.

Para o faturamento na modalidade tarifa convencional:

$$F_{TC} = \text{Preço}_{TC} * kWh \text{ mensal} \quad (4.1)$$

Sendo:

F_{TC} = Faturamento na tarifa convencional por consumidor (R\$)

Preço_{TC} = Preço na tarifa convencional (R\$)

kWh mensal = Consumo mensal por consumidor (kWh/mês)

Para o faturamento na modalidade tarifa branca, devido à diferença de preços entre os postos tarifários (dias da semana e finais de semana), faz-se necessário o seguinte equacionamento para se definir o valor do faturamento:

$$F_{TBs} = kWh \text{ mensal}_{fps} * \text{Preço}_{TBfp} + kWh \text{ mensal}_{ints} * \text{Preço}_{TBint} + kWh \text{ mensal}_{ps} * \text{Preço}_{TBp} \quad (4.2)$$

$$F_{TBfds} = kWh \text{ mensal}_{fds} * \text{Preço}_{TBfp} \quad (4.3)$$

$$F_{TB} = F_{TBs} + F_{TBfds} \quad (4.4)$$

Sendo:

F_{TBs} = Faturamento mensal da tarifa branca de segundas às sextas-feiras

F_{TBfds} = Faturamento mensal da tarifa branca aos finais de semana

F_{TB} = Faturamento mensal da tarifa branca

$kWh \text{ mensal}_{fps}$ = Consumo mensal de energia nos horários fora da ponta de segundas às sextas-feiras

$kWh \text{ mensal}_{ints}$ = Consumo mensal de energia nos horários intermediários de segundas às sextas-feiras

$kWh \text{ mensal}_{ps}$ = Consumo mensal de energia nos horários de ponta de segundas às sextas-feiras

$kWh \text{ mensal}_{fds}$ = Consumo mensal de energia aos finais de semana

Preço_{TBfp} = Preço da tarifa branca nos horários fora da ponta

Preço_{TBint} = Preço da tarifa branca nos horários intermediários

Preço_{TBp} = Preço da tarifa branca nos horários de ponta

4.3.4. Cálculo da receita da concessionária

Quanto à receita da concessionária, considerou-se apenas a somatória de todos os faturamentos das amostras individuais para cada modalidade tarifária aplicada.

$$Receita_{TC} = \sum_{i=1}^n F_{TCi} \quad (4.5)$$

$$Receita_{TB} = \sum_{i=1}^n F_{TBi} \quad (4.6)$$

Sendo:

Receita_{TC} = Receita total aplicando a tarifa convencional

Receita_{TB} = Receita total aplicando a tarifa branca

F_{TCi} = Faturamento por cliente aplicando a tarifa convencional

F_{TBi} = Faturamento por cliente aplicando a tarifa branca

n = número de consumidores medidos (amostra)

Com essa simplificação, comparando-se os totais das receitas na estrutura tarifária convencional e na estrutura tarifária branca verificou-se sua variação positiva (ganho) ou negativa (perdas) com a implantação da tarifa branca.

4.3.4.1. Análise entre receita da concessionária e consumidores beneficiados pela tarifa branca

O objetivo dessa análise é o de verificar quantos consumidores se beneficiariam da adesão da tarifa branca e qual o impacto dessa mudança na receita da concessionária. A receita tomada como base é a da tarifa convencional e as análises compreenderão apenas o grupo de amostra medida, ou seja 120 consumidores.

Inicialmente, faz-se uma análise de três situações descritas a seguir:

- **Situação 0 (S0):** Consumidores na tarifa convencional;
- **Situação 1 (S1):** Migração compulsória dos consumidores para a tarifa branca; e

- **Situação 2 (S2):** Migração para a tarifa branca dos consumidores beneficiados e o restante permanecendo na tarifa convencional.

De posse desses resultados e tomando por referência a receita da “Situação 0” foram consideradas outras situações, de forma a verificar novamente quantos consumidores se beneficiariam aderindo à tarifa branca, porém com a concessionária, com base em uma receita definida previamente (percentual de “S0”), encontrar o preço dos postos tarifários da tarifa branca para se alcançar tal receita. Pelo fato dos três postos tarifários – fora da ponta, intermediário e ponta – serem interdependentes, conforme explicado no item 4.3.2, o preço do posto a ser “flexibilizado” será o fora da ponta, mesmo sabendo que este mantém uma relação com a tarifa convencional, conforme especificado no Quadro 4.4 (fator: 0,804127), porém essa relação será desconsiderada para efeito das situações a serem analisadas a seguir.

As situações escolhidas foram:

- **Situação 3 (S3):** Perda nula de receita para a concessionária (preço de equilíbrio) na migração compulsória de seus clientes para a tarifa branca;
- **Situação 4 (S4):** Perda de 2,5% de receita da concessionária na migração compulsória de seus clientes para a tarifa branca;
- **Situação 5 (S5):** Perda de 5% de receita da concessionária na migração compulsória de seus clientes para a tarifa branca;
- **Situação 6 (S6):** Perda de 7,5% de receita da concessionária na migração compulsória de seus clientes para a tarifa branca;
- **Situação 7 (S7):** Perda de 10% de receita da concessionária na migração compulsória de seus clientes para a tarifa branca;
- **Situação 8 (S8):** Ganho de 2,5% de receita da concessionária na migração compulsória de seus clientes para a tarifa branca;
- **Situação 9 (S9):** Ganho de 5% de receita da concessionária na migração compulsória de seus clientes para a tarifa branca;
- **Situação 10 (S10):** Ganho de 7,5% de receita da concessionária na migração compulsória de seus clientes para a tarifa branca; e
- **Situação 11 (S11):** Ganho de 10% de receita da concessionária na migração compulsória de seus clientes para a tarifa branca.

Sabendo que a receita da concessionária é proveniente do somatório do faturamento individual de cada consumidor, conforme já demonstrado, para encontrar o valor do posto fora da ponta, denominado aqui por x_{fp} , o equacionamento utilizado foi:

$$\begin{aligned} Receita_{TB}(x_{fp}) = & \sum_{i=1}^n (kWh\ mensal_{fdsi} + kWh\ mensal_{fpsi}) * x_{fp} + \\ & kWh\ mensal_{intsi} * 1,679713 x_{fp} + kWh\ mensal_{psi} * 2,722079 x_{fp} \end{aligned} \quad (4.7)$$

Deixando a equação em função de x_{fp} :

$$\begin{aligned} Receita_{TB}(x_{fp}) = & x_{fp} * \left[\sum_{i=1}^n (kWh\ mensal_{fdsi} + kWh\ mensal_{fpsi}) + \right. \\ & \left. 1,679713 kWh\ mensal_{intsi} + 2,722079 kWh\ mensal_{psi} \right] \end{aligned} \quad (4.8)$$

Como a receita proveniente da tarifa convencional é conhecida (Situação 0), basta igualá-la à receita acima equacionada para se encontrar x_{fp} :

$$Receita_{TC(S_n)} = Receita_{TB}(x_{fp}) \quad (4.9)$$

Sendo:

$Receita_{TC(S_n)}$ = Receita total da tarifa convencional para situação S_n

$Receita_{TB}(x_n)$ = Receita total da tarifa branca

$kWh\ mensal_{fdsi}$ = Consumo mensal de energia aos finais de semana para o consumidor i

$kWh\ mensal_{fpsi}$ = Consumo mensal de energia nos horários fora da ponta de segundas às sextas-feiras para o consumidor i

$kWh\ mensal_{intsi}$ = Consumo mensal de energia nos horários intermediários de segundas às sextas-feiras para o consumidor i

$kWh\ mensal_{psi}$ = Consumo mensal de energia nos horários de ponta de segundas às sextas-feiras para o consumidor i

x_{fp} = Preço da tarifa branca nos horários fora da ponta

n = número de consumidores medidos (amostra)

As constantes 1,679713 e 2,722079 utilizadas foram obtidas do Quadro 4.4.

Para as situações seguintes à S3 variou-se a Receita_{TC} conforme percentual definido em cada caso.

Uma comparação entre beneficiados por faixa de consumo em cada uma das situações também foi realizada. A forma como as faixas de consumo foram distribuídas é explicada no item a seguir.

4.3.5. Faixas de consumo

As análises foram realizadas subdividindo a amostra medida (120 consumidores) em quatro faixas de consumo: 0-150 kWh/mês, 151-220 kWh/mês, 221-400 kWh/mês e superior a 400 kWh/mês, de forma a facilitar a visualização do comportamento do consumo de cada residência frente a cada ação realizada dentro de cada grupo.

A escolha dessas faixas é por questão de padronização de outras PPHs já realizadas pela Eletrobras Procel. A faixa de 0-80 kWh/mês não foi considerada pois, entre as medições realizadas apenas quatro unidades consumidoras tem consumo médio mensal inferior à 80 kWh, tornando a amostra muito pequena, logo, optou-se por agrupá-la com a faixa subsequente, formando a faixa 0-150 kWh/mês).

4.3.6. Equipamentos considerados nas análises

Como já mencionado no item 4.2.2, os equipamentos medidos individualmente foram escolhidos por terem certa representatividade no consumo total de cada residência.

Além disso, o consumo dos demais aparelhos contidos nas residências, que não foram medidos individualmente, incluindo o sistema de iluminação, foi calculado pela diferença entre a curva de carga total, obtida pelo medidor geral, e a curva de carga da soma dos equipamentos medidos. Esse total foi categorizado como “outros usos”.

Optou-se por não agrupar esses equipamentos com poucas amostras, mesmo que unitárias, no grupo “outros usos”, pelo simples fato de existirem tais medições que demonstram o comportamento particular de seus usos por determinados consumidores tornando possível analisar este comportamento durante a semana, em finais de semana, nos horários de ponta, intermediário e fora da ponta.

Se esses equipamentos fossem agrupados em “outros usos”, as análises propostas nessa dissertação se resumiriam aos equipamentos de maior representatividade no consumo, nem sempre flexíveis a mudanças de hábito, por exemplo: geladeira.

Como as análises são realizadas em uma amostra pequena (120) que ainda é subdividida em quatro faixas de consumo e dentro dessas faixas de consumo realizam-se estudos particulares do comportamento de cada indivíduo, todo equipamento medido torna-se representativo.

4.3.6.1. Análise do impacto financeiro por equipamento

Com os dados de medição individual de todos os equipamentos em suas respectivas unidades consumidoras, agrupou-se os semelhantes, por faixa de consumo, e foram traçadas duas curvas médias de consumo para cada equipamento: uma curva média de uso mensal e outra curva média também de uso mensal, porém considerando apenas o uso de segundas às sextas-feiras, período em que há diferenciação na cobrança pelo consumo de energia.

Foram elaboradas duas tabelas, uma para cada curva média, demonstrando os gastos financeiros por equipamento na tarifa convencional e branca, bem como o percentual de diferença entre elas. Apresentados também os gastos (R\$/mês) e consumos (kWh/mês) agrupados por faixa horária (para primeira curva mencionada) e por posto tarifário (para a segunda curva).

Por meio desses dados consegue-se ter uma percepção do impacto financeiro médio por equipamento na fatura de energia e nos horários mais onerosos, auxiliando em decisões quanto a quais equipamentos é viável a adoção de práticas de GLD.

4.3.7. Definição dos casos a serem analisados

Como forma de facilitar as análises individuais e as comparações entre as faixas de consumo estabelecidas, buscou-se padronizar as ações realizadas em cada grupo.

Primeiramente, parte-se do princípio de que caso o consumidor opte por aderir à tarifa branca, para que o valor cobrado em sua fatura seja reduzido em comparação com a tarifa convencional (*flat*), ele deverá estar disposto a gerir

melhor seu consumo durante os horários intermediários e de ponta, nos quais o custo da energia é superior. As medidas de GLD adotadas podem ser:

- 1) deslocando a utilização de equipamentos durante dos horários intermediário e de ponta para os períodos fora da ponta;
- 2) evitando a utilização de equipamentos durante os horários intermediário e de ponta, o que implicará conseqüentemente em redução de consumo; e
- 3) eliminando desperdícios, o que também acarreta redução do consumo, mas geralmente sem impactar os hábitos do consumidor.

As duas primeiras opções podem ou não interferir no conforto do usuário, cabe a cada um julgar se a economia é compensatória ou não.

Em relação às figuras contidas nas análises, como forma de facilitar a visualização de equipamentos com maior ou menor facilidade de modulação, ou seja, aqueles que o consumidor possa deslocar seu consumo durante os horários de ponta ou intermediário, ou simplesmente evitá-lo, adotou-se uma representação por cores, sendo em tons avermelhados aqueles equipamentos de funcionamento permanente com baixa ou nenhuma possibilidade de modulação (p. ex. geladeiras); em tons amarelados equipamentos que podem ter seu uso deslocado, mas que ao mesmo tempo podem afetar o conforto do consumidor (p.ex. televisores) e em tons esverdeados aqueles com maior flexibilidade de deslocamento de uso sem impactar no conforto do consumidor (p.ex. máquina de lavar roupas).

Há ainda em tom rosado a categoria “outros usos”, já mencionada, na qual não é possível discernir quais os equipamentos utilizados nem o período em que o foram, pois não foram medidos diretamente. Por meio das PPHs pode-se até verificar tais dados, porém apenas de forma declaratória e sem nenhuma comprovação prática ou com garantia de precisão quanto às informações prestadas.

Desse agrupamento será apenas analisado o consumo proveniente da iluminação e do *standby* por terem um hábito de uso mais constante em relação aos outros equipamentos. A distinção entre seus usos durante as semanas e os finais de semana, informação não contida na PPH, será obtido por meio de uma ponderação dos valores mensais estimados, por meio dos seguintes equacionamentos:

$$kWh\ mensal_s = \left(\frac{kWh\ mensal}{30} \right) * 22 \quad (4.10)$$

$$kWh\ mensal_{fds} = \left(\frac{kWh\ mensal}{30} \right) * 8 \quad (4.11)$$

Sendo:

kWh mensal = Consumo mensal de energia elétrica

kWh mensal_s = Consumo mensal de energia durante a semana de segundas às sextas-feiras

kWh mensal_{fds} = Consumo mensal de energia aos finais de semana

Isso posto, os casos previstos para análise são:

Caso 1 (C1): Migração de estrutura tarifária

A primeira análise se trata da simples migração de todos os consumidores da estrutura tarifária convencional para a branca. Verificam-se aqueles que passam a ter uma fatura de energia mais módica e o contrário. Com base nessa migração são realizadas as análises posteriores.

Caso 2 (C2): Deslocamento de equipamentos mais flexíveis

Após identificação e classificação dos equipamentos medidos quanto a sua flexibilidade de uso, procura-se identificar quais os consumidores que possuem equipamentos que possam ser deslocados dos horários mais onerosos para fora da ponta, sem causar impacto no seu conforto. Esses equipamentos foram considerados como “mais flexíveis” à mudança no uso. Nas faixas de consumo foram identificadas máquinas de lavar e máquinas de costura.

Caso 3 (C3): Desligamento ou deslocamento de equipamentos menos flexíveis

Consiste em deslocar ou evitar o uso daqueles equipamentos que podem causar algum impacto no conforto do consumidor, e talvez, devido a isso, torne-se inviável tal ação. Esses equipamentos foram identificados com tons amarelados, e consistem em: computador, televisor, ventilador, ar condicionado e chuveiro.

Entre os equipamentos citados, há dois subgrupos, aqueles no qual o uso será compensado em outro momento, como é o caso do chuveiro, e aqueles que simplesmente deixarão de ser utilizados durante os horários intermediário e de

ponta e não terão seu consumo transferido para outros períodos, como: computador, televisor, ar condicionado e ventilador.

De forma a não perder tempo com análises de situações pouco prováveis, como a de o consumidor deixar de assistir televisão ou de evitar o uso do ventilador entre 17h e 22h para economizar em sua fatura de energia, mas considerando que o consumidor esteja disposto a abrir mão de parte de seu conforto e altere seus hábitos de uso, buscou-se tornar as situações aplicáveis na prática. Foram realizadas as seguintes considerações:

- desligamento de televisores, caso o consumidor possua entre os equipamentos medidos mais de um aparelho sendo que desses apenas o de maior consumo permanecerá ligado entre 17h e 22h, considerando que este seja o televisor da sala. Eliminou-se o uso dos demais aparelhos durante o período mencionado;
- desligamento de computadores, baseando-se no uso de notebooks que podem funcionar por baterias durante esse período, ou até pela utilização de no-breaks;
- desligamento do ar condicionado é uma opção que pode vir a ser realizada pelo consumidor. Essa mudança afeta e muito o conforto do cliente, porém, não será rejeitada nesse caso. Nas análises realizadas não se considerou sua substituição pelo ventilador, por serem equipamentos com funções diferentes – um refrigera e o outro apenas ventila –, mas apenas seu desligamento; e
- deslocamento do uso de chuveiros, considerando que o consumidor esteja inclinado a deslocar seu banho para períodos nos quais a energia custa menos.

Caso 4 (C4): Combinação dos casos dois e três

Consiste em deslocar o uso dos equipamentos de fácil modulação e deslocar ou evitar o uso daqueles que podem causar algum impacto no conforto do consumidor.

Caso 5 (C5): Redução de desperdício e substituição de lâmpadas

Realiza-se uma análise da iluminação e da função *standby* de alguns equipamentos. O estudo é feito por meio das informações declaradas nas PPHs e implicará no consumo do grupo “outros usos”, conforme já mencionado. As seguintes considerações foram aplicadas:

- substituição das lâmpadas incandescentes por fluorescentes (LFC) resultando em uma economia média de 70% do consumo de energia, conforme Quadro 4.6 (Bastos, 2011). Não optou-se pela substituição por lâmpadas do tipo LED (*light-emitting diode* – diodo emissor de luz), por ainda não haver estudos totalmente conclusivos e de resultados concretos quanto a real eficiência e tempo de vida dessa tecnologia e pelo seu elevado preço comparado às fluorescentes, o que ainda é uma barreira à adoção dessa tecnologia pelo mercado;
- redução de 10% do consumo da iluminação, evitando perdas por desperdício, como por exemplo o funcionamento de lâmpadas sem necessidade. Nas pesquisas realizadas não foi encontrado um dado específico a respeito desse tipo de perda, logo, esse valor de 10% é apenas uma estimativa particular; e
- eliminação de 100% do consumo por *standby*, que pode ser atingido pela retirada dos equipamentos que possuem essa função da tomada, já que segundo o *site* do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, este consumo pode ser responsável por até 12% do consumo doméstico de energia elétrica (Procel, 2013). Apenas como informação adicional, a empresa Parce está desenvolvendo uma tomada inteligente capaz de resolver o problema do *standby* e ainda interagir com o consumidor via ferramentas de *smart grid* (Parce, 2014).

Nesse caso como as ações implicam não apenas em mudanças nos horários intermediário e de ponta, mas sim em todas as horas do dia, há uma redução do consumo total da residência, logo, a comparação em termos de vantagens obtidas pela adesão da tarifa branca em relação à tarifa convencional é realizada com base no novo consumo de cada consumidor, não no original.

Potência da lâmpada incandescente (Watts)	Potência de LFC com Selo Procel equivalente 220V Fonte: Tabela do Procel (Watts)	Potência de LFC com Selo Energy Star equivalente Fonte: Energy Star (Watts)	Potência de LFC equivalente utilizada na simulação (Watts)	Redução percentual no consumo de energia com a substituição
25	5	-	8	68,0%
40	9	De 9W a 13W	12	70,0%
60	13	De 13W a 15W	15	75,0%
100	25	De 23W a 30W	30	70,0%
150	-	De 30W a 52W	50	66,7%

Quadro 4.6 – Potência estimada das lâmpadas fluorescentes compactas para substituir a incandescentes

Fonte: (Bastos, 2011)

Caso 6 (C6): Combinação dos casos quatro e cinco

Consiste em combinar os resultados do Caso 4 – soma dos casos dois e três – relacionado ao deslocamento do uso dos equipamentos de fácil e média modulação e desligamento de outros que causam algum impacto no conforto do consumidor, com os resultados obtidos pelo Caso 5, referente a ações de eficiência energética e de redução de desperdício, com a melhoria no gerenciamento da iluminação e do *standby*.

4.3.8.

Definição de três perfis de consumidores e suas respectivas curvas médias de carga por faixa de consumo

Por meio dos resultados dos casos analisados dentro de cada faixa de consumo, consegue-se verificar quais os consumidores que se beneficiariam da adoção da tarifa branca – teriam redução no valor de sua fatura – e aqueles que não se beneficiariam – teriam acréscimo em suas faturas de energia, mesmo com esforços de práticas de GLD, conforme os casos considerados.

Entre os beneficiados e não beneficiados há uma faixa, considerada neste trabalho, de potenciais consumidores que podem se beneficiar, caso estejam dispostos a alterar hábitos de consumo e a utilizar a energia elétrica de forma mais eficiente. Apesar de a faixa compreender um grupo de consumidores já

beneficiados, considerou-se que, por seus descontos estarem muito próximos do limite entre se beneficiar e não se beneficiar, qualquer ingerência de sua parte, durante os horários de ponta ou intermediária, pode levá-los ao prejuízo quanto a adoção da nova estrutura tarifária. Replica-se o exposto aos casos dos classificados como não beneficiados.

Para se definirem esses três perfis de consumidores utilizou-se uma análise básica por meio de histogramas para cada faixa de consumo.

As amostras variam de 25 a 33 consumidores por faixa, logo, recomenda-se de cinco a sete classes (Brassara, 1996). Nos casos analisados, os intervalos dessas classes, referem-se aos percentuais de variação do valor da fatura de energia. Esses intervalos de classe foram definidos pela fórmula:

$$H = \frac{R}{K} \quad (4.12)$$

Sendo:

H = intervalo de classe

R = amplitude da tabulação

K = número de classes

A amplitude da tabulação (R) é encontrada pela diferença entre o menor e o maior valor tabulado.

Após a definição das sete classes e seus intervalos, para distinguir o grupo de consumidores a ser classificado como “potenciais beneficiários” decidiu-se por selecionar entre as classes intermediárias do histograma aquelas que abrangessem um intervalo variando de valores negativos a positivos referentes a descontos e acréscimos na fatura de energia, respectivamente. Isso feito, as faixas restantes para o lado esquerdo, valores negativos referentes a desconto na fatura, foram classificados como “beneficiados” e à direita, valores positivos referentes ao acréscimo na fatura, foram classificados como “não beneficiados”.

Como forma de facilitar a identificação gráfica desses três perfis, adotaram-se as cores: verde para beneficiados, amarelo para potenciais e vermelho para não beneficiados, conforme pode ser visualizado na Figura 4.2.

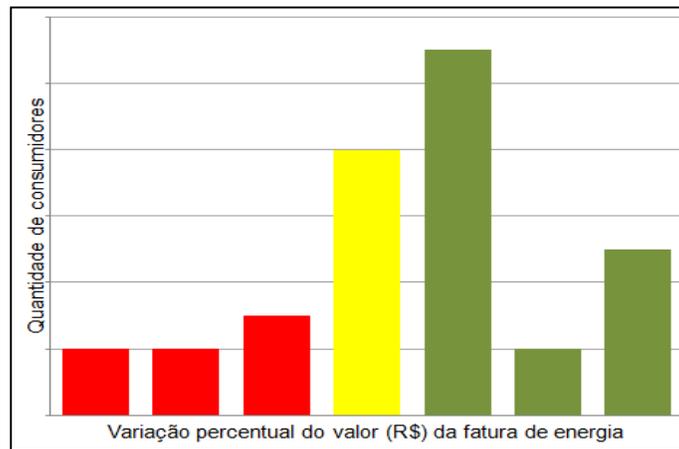


Figura 4.2 - Exemplo do histograma utilizado para definir os perfis dos consumidores não beneficiados, potenciais e beneficiados

Fonte: Elaboração própria

Depois de definidos os intervalos dos perfis, agrupou-se as curvas de cargas de cada consumidor, de acordo com seu perfil, e foram traçadas as curvas médias de carga para cada um, obtendo assim um comportamento médio de consumo para cada perfil.

É importante destacar que as curvas agrupadas são as curvas médias oriundas das medições do medidor instalado no quadro geral de distribuição de energia das residências e não as curvas de carga resultantes após a realização das ações de GLD e eficiência energética, referentes aos Casos 1 ao Caso 6.

Encontradas essas curvas de carga média por perfil, realizaram-se análises de suas características, semelhanças e diferenças entre esses perfis em sua respectiva faixa de consumo e comparações com outras faixas.

5

Resultados do estudo de caso: concessionária Coelce

5.1.

Consumidores beneficiados pela tarifa branca conforme variação da receita da concessionária

Iniciando-se a análise pelas situações S0 (todos consumidores na tarifa convencional), S1 (todos consumidores na tarifa branca) e S2 (consumidores na tarifa que lhe é vantajosa), conforme descrito no item 4.3.4.1, verifica-se a redução na receita da concessionária tanto em S1 (-1,81%) como em S2 (-3,06%), conforme pode ser visto no Quadro 5.1, sem os consumidores terem alterado qualquer hábito de consumo.

Qtde consumidores	Faixas de consumo (kWh/mês)	Consumo médio por consumidor (kWh/mês)	S0	S1			S2	
			Receita (R\$)	Consumidores beneficiados	Receita (R\$)	% (S1/S0)	Receita (R\$)	% (S2/S0)
29	0-150	108,26	1.381,44	23 (79,31%)	1.355,69	-1,86%	1.346,49	-2,53%
33	151-220	184,13	2.673,55	22 (66,67%)	2.652,51	-0,79%	2.629,33	-1,65%
33	221-400	278,07	4.037,62	21 (63,64%)	3.985,50	-1,29%	3.947,86	-2,22%
25	> 400	590,44	6.494,86	16 (64%)	6.329,80	-2,54%	6.217,64	-4,27%
120	Total	276,28	14.587,47	82 (68,33%)	14.323,51	-1,81%	14.141,32	-3,06%

Quadro 5.1 – Variação da receita da concessionária em relação à estrutura tarifária adotada pelos consumidores

Fonte: Elaboração própria

No total 82 consumidores são beneficiados, ou 68,33% da amostra, sendo que a faixa de menor consumo (0-150 kWh) é a que mais se beneficia com 79,31% dos consumidores, já a faixa de consumo superior a 400 kWh/mês é a que possui a maior redução de receita -2,54% e -4,27%.

Utilizando como referência a receita total de S0 (R\$ 14.587,47), foram simuladas as outras situações, S3 a S11 – conforme especificado no item 4.3.4.1. – e a quantidade de consumidores beneficiados e não beneficiados com a redução do valor de suas faturas de energia, pode ser vista na Figura 5.1.

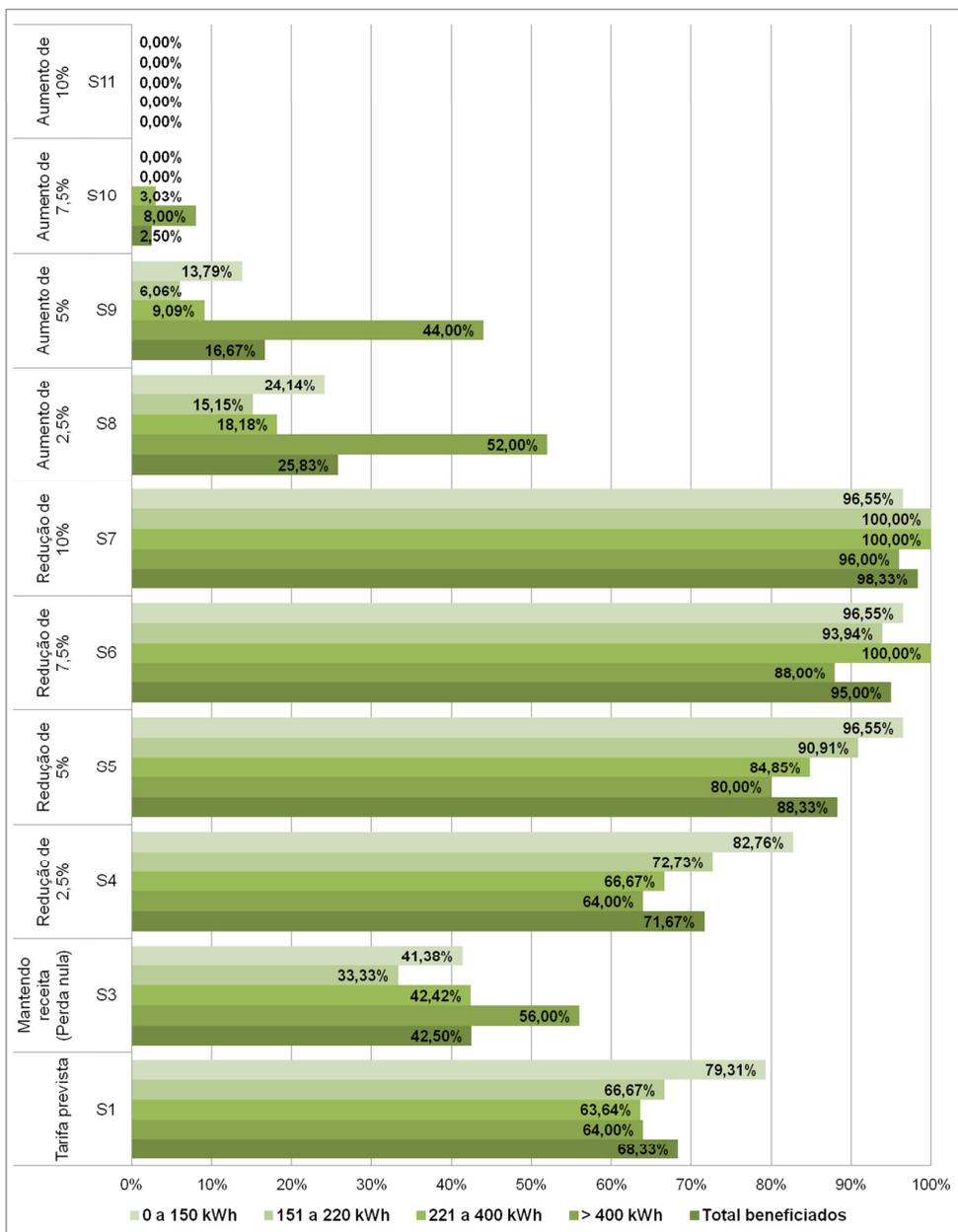


Figura 5.1 – Percentual de beneficiados pela adesão da tarifa branca nas situações S1, S3 a S11

Fonte: Elaboração própria

Em S3, na qual é definido um preço de equilíbrio, de forma a manter a mesma receita da tarifa convencional com a migração dos consumidores para a tarifa branca receita, apenas 51 consumidores (42,5%) se beneficiariam da mudança, sendo a faixa de maior consumo aquela com o maior percentual de beneficiados.

O comportamento em S4 e S5 é o mesmo, com a faixa de menor consumo sendo a mais beneficiada. Com 7,5% de redução da tarifa (S6), 100% da amostra passa a se beneficiar na faixa de 221-400 kWh/mês, e com uma redução maior, de 10% da receita, mais de 98% da amostra se beneficiaria.

Considerando que a distribuidora opte por aumentar sua receita, com uma leve elevação de 2,5%, apenas um quarto da amostra se beneficiaria da adesão da nova tarifa, sendo que na faixa de maior consumo, 52% da amostra continuariam ainda com redução na fatura, muito diferente das outras faixas de consumo. Em S9 o mesmo comportamento de S8, porém apenas 16,67% de beneficiados. Aumentos de 7,5% e 10% da receita resultariam em apenas 3 (2,5%) e nenhum consumidor beneficiado respectivamente.

Como a variável para se atingir a receita desejada era o preço do posto fora da ponta, a Figura 5.2 apresenta a variação do preço do kWh em todas as situações já mencionadas, além de demonstrar também a variação do fator de correlação entre esse preço o preço da tarifa *flat*, que nesta dissertação foi adotado como sendo 0,804127 e conseqüentemente o preço fora da ponta definido em R\$ 0,35382/kWh, conforme S1.

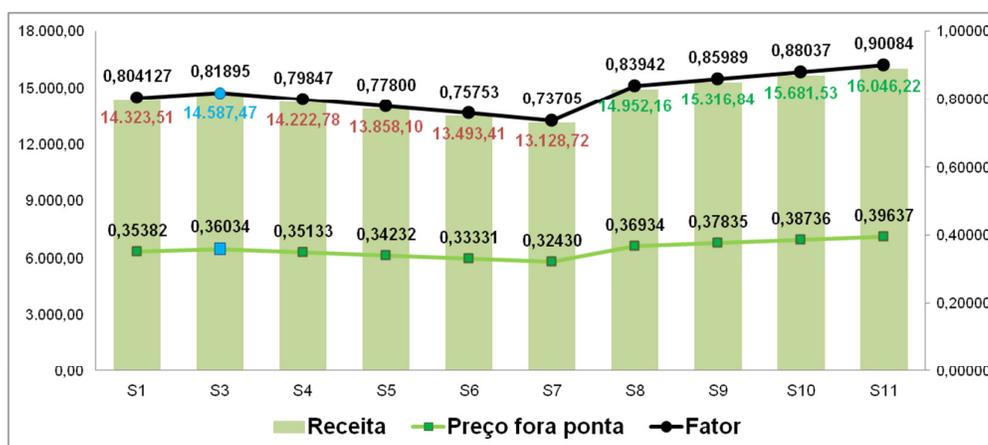


Figura 5.2 – Variação do preço da tarifa fora de ponta conforme a receita considerada

Fonte: Elaboração própria

Foi destacado em azul o “*break-even price*” (R\$ 0,36034/kWh), ou seja, o preço do kWh que estabelece o equilíbrio financeiro para a concessionária manter a receita anterior à migração para a nova tarifa, evitando a perda de 1,81%, conforme Quadro 5.1. Os postos intermediário e de ponta, diretamente

dependentes do preço do posto fora da ponta, variam respectivamente de R\$ 0,59431/kWh para R\$ 0,60526/kWh e de R\$ 0,96311/kWh para R\$ 0,98086/kWh, correspondente a variações de 1,84%.

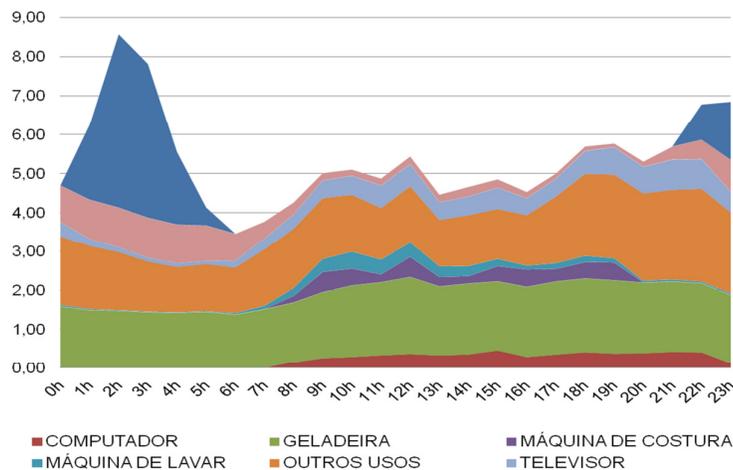
Observou-se ainda que para se obter 10% de acréscimo da receita foi necessária uma elevação de 12,03% no preço da energia e que para se alcançar uma redução de 10% da receita, houve a diminuição de 8,34% no preço do kWh.

5.2. Faixa de consumo de 0 a 150 kWh

Das 120 medições consideradas, 29 correspondiam à faixa em questão. Em relação aos equipamentos e suas respectivas quantidades mensuradas tem-se: televisor (44), geladeira, “outros usos” e ventilador (29), máquina de lavar (12), computador (2) e máquina de costura e ar condicionado (1).

O grupo apresenta um consumo médio de 108,26 kWh/mês e representa 9,47% da receita total da amostra.

Inicialmente pode ser visualizado na Figura 5.3, a curva de carga média dos equipamentos medidos. Nessa faixa não há a presença de consumo de chuveiro elétrico, freezer e bebedouro, presentes em outras faixas mensuradas.



**Figura 5.3 - Curva de carga mensal (kWhxh) por equipamento medido
(faixa: 0-150 kWh/mês)**

Fonte: Elaboração própria

Entre os equipamentos medidos, a geladeira possui o maior consumo mensal médio. Destaque também ao consumo da categoria "outros usos" com o consumo médio mais significativo durante o horário de ponta.

Outro ponto a se destacar é o uso de equipamentos de ar condicionado apenas na madrugada, não interferindo na ponta do sistema elétrico.

Classificando os equipamentos conforme sua flexibilidade de modulação, respeitando as cores pré-estabelecidas e filtrando apenas aqueles com influência durante os horários de preço mais oneroso, elaborou-se a Figura 5.4 lembrando que o gráfico reflete a curva de carga do consumo ao longo da semana, já que as tarifas de ponta e intermediária são apenas aplicadas no decorrer deste período.

Conforme já mencionado, em tons vermelhos equipamentos de baixa modulação: geladeira, em tons amarelados aqueles que podem ter o uso deslocado, mas podem causar desconforto para o consumidor: computador, televisor e ventilador e em tons esverdeados aqueles com maior flexibilidade de modulação: máquina de costura e máquina de lavar.

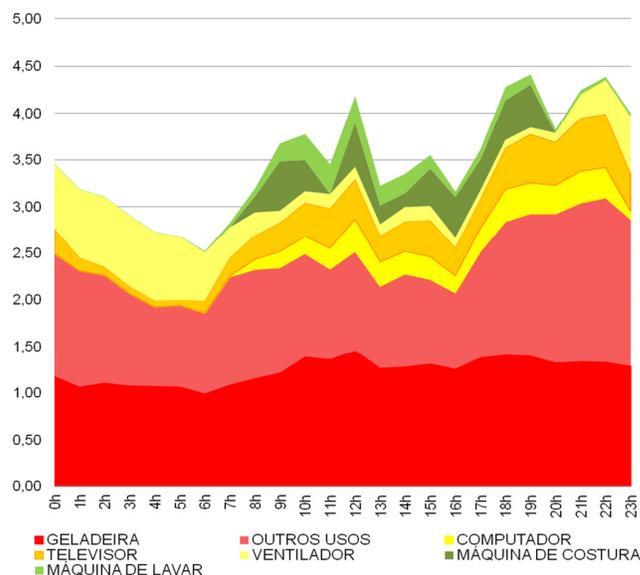


Figura 5.4 - Curva de carga (kWh/h) do consumo semanal (segunda à sexta-feira) de equipamentos que geram impacto no horário de ponta (faixa: 0-150 kWh/h)

Fonte: Elaboração própria

5.2.1. Impacto por equipamento para a faixa 0-150 kWh/mês

Inicialmente, no Quadro 5.2 nota-se que o uso mensal de quatro equipamentos se tornaria menos oneroso na migração de tarifas, sendo um deles de funcionamento permanente (geladeira) e os outros três utilizados em ações de GLD, conforme pode ser visto nos itens anteriores. O maior aumento proporcional é da máquina de costura, com 12,46%.

Equipamento	Convencional	Branca		R\$/posto			Consumo (kWh/mês)/posto		
	Total (R\$)	Total (R\$)	Diferença	0-16h e 22-23h	17 e 21h	18-20h	0-16h e 22-23h	17 e 21h	18-20h
Geladeira	17,84	17,43	-2,30%	11,08	1,93	4,42	31,31	3,67	5,57
Outros usos	17,04	17,07	0,22%	9,96	2,10	5,02	28,14	4,04	6,53
Ar condicionado	6,60	5,31	-19,59%	5,31	0,00	0,00	15,00	0,00	0,00
Ventilador	4,81	4,09	-14,82%	3,59	0,24	0,27	10,14	0,45	0,33
Televisor	4,52	4,69	3,69%	2,51	0,64	1,54	7,09	1,23	1,96
Computador	2,38	2,63	10,68%	1,21	0,41	1,00	3,43	0,78	1,19
Máquina de costura	1,87	2,10	12,46%	1,09	0,19	0,83	3,07	0,32	0,87
Máquina de lavar	1,47	1,39	-5,36%	1,00	0,11	0,28	2,84	0,19	0,31

Quadro 5.2 – Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh) por equipamento (faixa: 0-150 kWh/mês)

Continuando com uma análise mensal por equipamento, porém considerando apenas o uso de segundas às sextas-feiras (Quadro 5.5) há apenas economia financeira para dois equipamentos, ar condicionado e televisor, devido ao seu baixíssimo consumo na ponta. O maior aumento passa a ser pelo uso do computador (22,89%). Os maiores custos nos períodos mais onerosos (intermediário e ponta) provêm de “outros usos” e da geladeira, sendo que a possibilidade de se aplicar RD cabe apenas ao primeiro.

Equipamento	Convencional	Branca		R\$/posto			Consumo (kWh/mês)/posto		
	Total (R\$)	Total (R\$)	Diferença	fora ponta	interm	ponta	fora ponta	interm.	ponta
Geladeira	13,10	13,70	4,59%	8,11	1,61	3,97	22,92	2,45	2,71
Outros usos	12,42	13,46	8,30%	7,37	1,69	4,40	20,83	2,87	2,84
Ar condicionado	4,95	3,98	-19,59%	3,98	0,00	0,00	11,24	0,00	0,00
Ventilador	3,54	3,08	-12,95%	2,64	0,20	0,24	7,45	0,15	0,34
Televisor	3,29	3,72	13,29%	1,82	0,53	1,37	5,16	0,86	0,89
Computador	1,74	2,14	22,89%	0,84	0,35	0,94	2,38	0,52	0,59
Máquina de costura	1,71	1,99	16,42%	0,95	0,19	0,85	2,68	0,38	0,33
Máquina de lavar	1,05	1,06	0,90%	0,68	0,09	0,28	1,93	0,14	0,16

Quadro 5.3 - Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh), considerando apenas segundas às sextas-feiras, por equipamento (faixa: 0-150 kWh/mês)

Fonte: elaboração própria

5.2.2. Ações de GLD para a faixa 0-150 kWh/mês

Inicialmente, migrando os consumidores para a tarifa branca, 23 dos 29 consumidores (79,31%) se beneficiariam diretamente de faturas mais módicas sem alterar qualquer hábito de consumo, conforme pode ser visto na Figura 5.5.

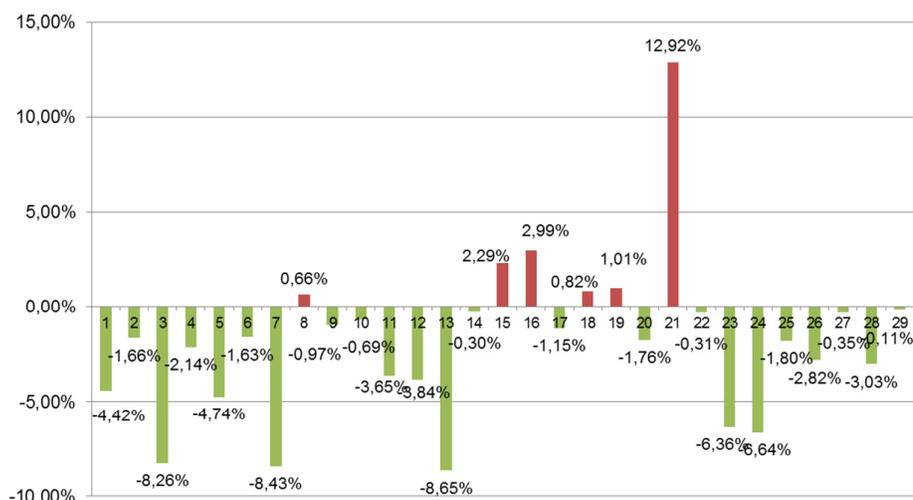


Figura 5.5 - Variação no valor da fatura de energia com a substituição da tarifa convencional pela branca sem alterar hábitos

Fonte: Elaboração própria

Para as análises seguintes, em convergência com os casos previstos no item 4.3.7, realizaram-se as seguintes ações com os respectivos equipamentos:

- Caso 2: modulação de consumo de máquina de lavar (7/12) e máquina de costura (1/1);
- Caso 3: desligamento de televisores secundários (12/44) e computador (1/2); e
- Caso 4: ações simultâneas dos casos dois e três.

Os resultados, em termos da variação do preço da fatura de energia na estrutura tarifária branca comparada com a tarifa convencional, são apresentados no Quadro 5.4, sendo os valores destacados em negrito referentes aos consumidores que tiveram um acréscimo em suas faturas.

No Caso 2 apenas um dos consumidores, inicialmente não beneficiado pela adesão da tarifa, passaria a ser devido à máquina de lavar roupas, porém a economia seria de apenas 0,21%. Cabe mencionar que neste caso, nenhum dos

consumidores possuía os dois equipamentos com o uso simultâneo nos horários de preço de energia mais oneroso.

Consumidor	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4 (2+3)
Beneficiados	23	24	24	25
Não beneficiados	6	5	5	4

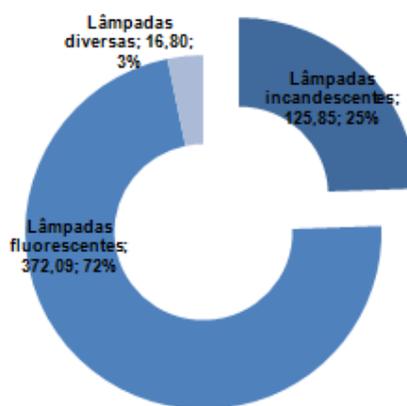
**Quadro 5.4 – Resultados das análises dos casos C1 ao C4
(faixa: 0-150 kWh/mês)**

Fonte: Elaboração própria

No Caso 3, novamente uma combinação das ações nos dois equipamentos não foi possível pelo fato de nenhum consumidor da amostra medida ter o uso de ambos simultaneamente. Em relação ao Caso 1, apenas um novo consumidor passa a ser beneficiado, com redução de 0,33% em sua fatura.

Combinando as alterações de hábitos presentes nos casos (Caso 4), tem-se 25 consumidores (86,20%) beneficiados com essas mudanças de hábitos. Infelizmente em nenhum caso houve simultaneidade do uso dos quatro equipamentos, o que poderia potencializar a redução do preço das faturas.

Em relação ao realizado no Caso 5, primeiramente é necessário um detalhamento da composição da iluminação nessa faixa de consumo, bem como da sua representatividade, juntamente com a do *standby*, em relação à categoria “outros usos”.

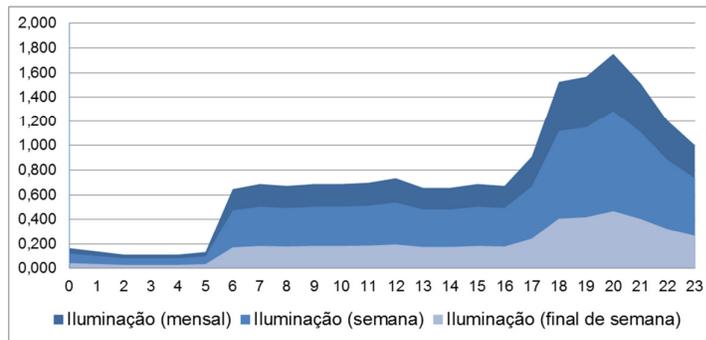


**Figura 5.6 - Tipos de lâmpadas e seu consumo de energia total
(faixa: 0-150 kWh)**

Fonte: Elaboração própria

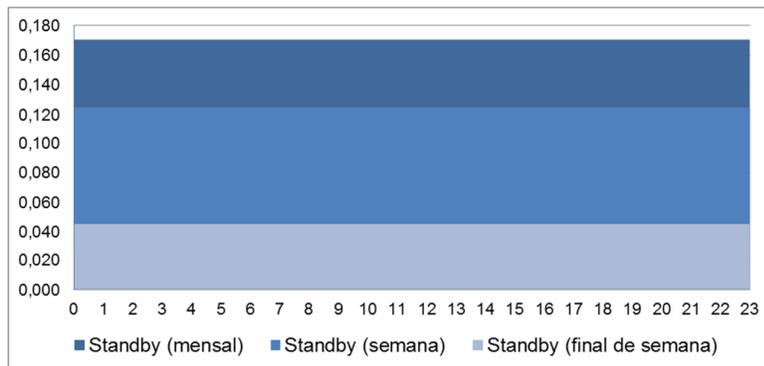
Os tipos de lâmpadas e seus respectivos consumos totais (kWh/mês) podem ser vistos na Figura 5.6, na qual nota-se a presença de 28% do consumo de lâmpadas pode ser reduzido pela utilização de lâmpadas mais eficientes.

A Figura 5.7 e a Figura 5.8 apresentam as curvas mensais de iluminação e *standby*, respectivamente, obtidas diretamente de declarações nas PPHs e suas curvas semanais e de finais de semana, estimadas pela ponderação da mensal. Percebe-se um acionamento maior da iluminação a partir das 16h, com pico às 20h.



**Figura 5.7 - Curva de carga da iluminação (kWhxh)
(faixa: 0-150 kWh)**

Fonte: Elaboração própria



**Figura 5.8 - Curva de carga do *standby* (kWhxh)
(faixa: 0-150 kWh)**

Fonte: Elaboração própria

Considerando as curvas de carga apresentadas em relação à sua proporcionalidade quanto à categoria “outros usos”, tem-se a Figura 5.9 e a

Figura 5.10 referentes ao consumo mensal semanal e mensal em finais de semana.

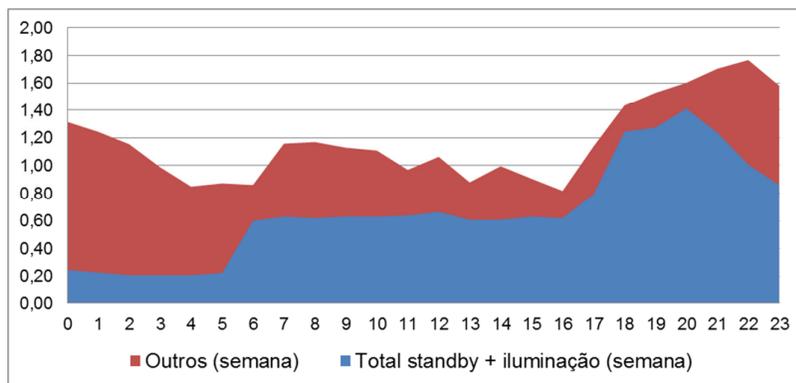


Figura 5.9 - Proporcionalidade do consumo mensal durante a semana de *standby* e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh)

Fonte: Elaboração própria

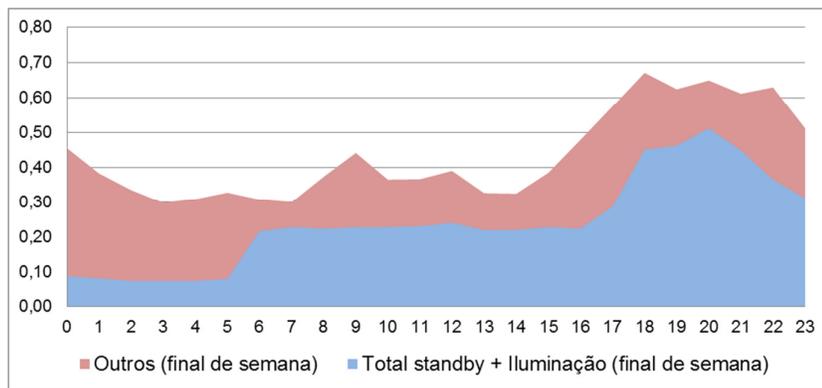


Figura 5.10 - Proporcionalidade do consumo mensal durante os finais de semana de *standby* e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh)

Fonte: Elaboração própria

Como se pode perceber visualmente a participação da iluminação e do *standby* é muito representativa, principalmente das 16h às 21h durante a semana. O resultado da adoção das ações previstas no Caso 5 (item 4.3.7) pode ser visto no Quadro 5.5.

Dos seis consumidores inicialmente não beneficiados com a redução do valor de sua fatura de energia, apenas um passou a se beneficiar com as ações de eficiência energética consideradas. Como há uma redução do consumo total das residências e não apenas no período em que a energia tem custo mais

oneroso, o percentual de economia varia apenas em relação ao uso da iluminação.

Consumidor	Caso 1	Caso 5	Caso 6 (4+5)
Beneficiados	23	24	26
Não beneficiados	6	5	3

**Quadro 5.5 – Resultados das análises C5 e C6
(faixa: 0-150 kWh)**

Fonte: Elaboração própria

A última coluna do Quadro 5.5 representa a soma de todas as ações anteriormente realizadas e conclui-se que, mesmo que os consumidores realizem esforços para mudar seus hábitos, sem impactar negativamente em seu conforto, adotando simultaneamente as medidas citadas nas análises anteriores, como: evitar o uso de computadores e mais de um televisor durante os horários intermediários e de ponta, deslocar o uso de máquinas de lavar e de costura, eliminar todos os desperdícios com *standby* e passar a utilizar lâmpadas mais eficientes, dentro da amostra de 29 consumidores, dos seis que inicialmente não se beneficiaram da adoção da tarifa branca, três ainda permanecem nessa situação e a economia para outros dois não passa de 0,5%.

5.2.3.

Perfis de consumo e curvas de carga para a faixa 0-150 kWh/mês

Com base nos resultados do Caso 6 e nas considerações do item 4.3.8, foi elaborado o histograma (Figura 5.11) como os intervalos e perfis para a faixa de consumo de 0-150 kWh/mês.

Em vermelho os três consumidores não beneficiados (10%) com acréscimo superior a 1,29% em suas faturas, em amarelo os nove consumidores potenciais (31%) na faixa de 1,28% de acréscimo a 2,32% de desconto, e na cor verde a maioria dos consumidores se beneficiando 17 (59%) com descontos superiores a 2,33%, sendo que a maior concentração (12) está justamente entre 2,33% a 5,93% de desconto em suas faturas.

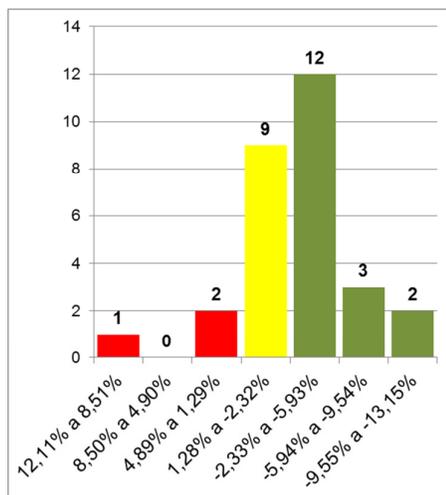


Figura 5.11 - Distribuição dos consumidores conforme os perfis de consumo (faixa: 0-150 kWh/mês) – quantidade de consumidores versus variação percentual do valor da fatura de energia

Fonte: Elaboração própria

Com a definição dos perfis e seus limites foram traçadas as curvas médias de carga. Nas figuras seguintes as linhas de cor representam as curvas médias de carga do perfil, enquanto as linhas acinzentadas em segundo plano correspondem às curvas médias de cada consumidor que compõe o perfil. Seguindo a padronização estabelecida, em verde (Figura 5.12) o perfil beneficiados, em amarelo o perfil com potencial para se beneficiar (Figura 5.13) e em vermelho perfil dos consumidores que não se beneficiarão (Figura 5.14).

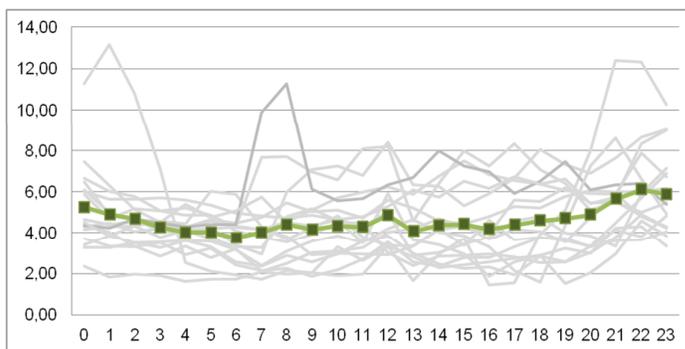


Figura 5.12 - Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores beneficiados da adesão à tarifa branca (faixa: 0-150 kWh)

Fonte: Elaboração própria

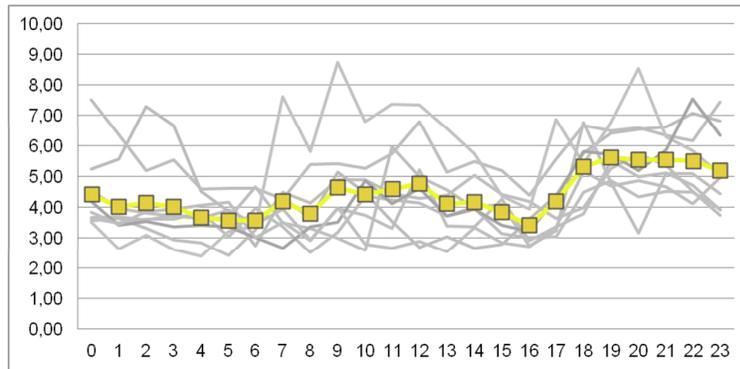


Figura 5.13 Curva média mensal de carga (kWhxh) dos potenciais consumidores beneficiados com a adesão à tarifa branca (faixa: 0-150 kWh)

Fonte: Elaboração própria

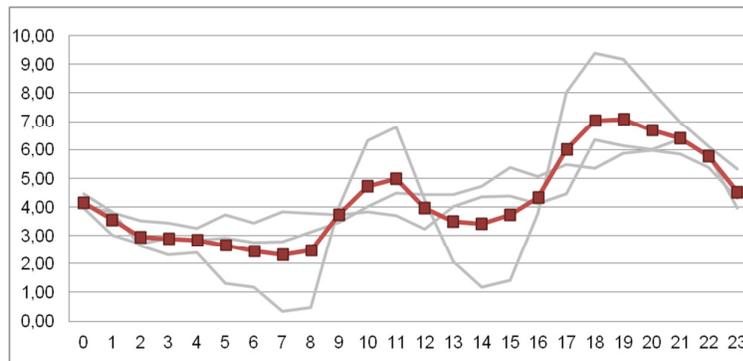


Figura 5.14 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores que não se beneficiariam da adesão à tarifa branca (faixa: 0-150 kWh)

Fonte: Elaboração própria

Para facilitar a comparação entre os três perfis, as curvas foram agrupadas na Figura 5.15. Apesar de haver apenas três consumidores não beneficiados, nota-se na curva média que o consumo após as 16h até aproximadamente às 22h é bem superior aos demais perfis, justamente quando a energia elétrica tem seu custo aumentado, o que de certa forma já era esperado. Cabe ainda ressaltar o curioso comportamento tanto na curva de não beneficiados quanto na de potenciais beneficiários do consumo inferior à curva verde na maior parte do dia, exceto em período matutino e nos horários mais onerosos, das 17h às 21h. Verifica-se também um comportamento de consumo mais constante ao longo do dia para o perfil dos beneficiados

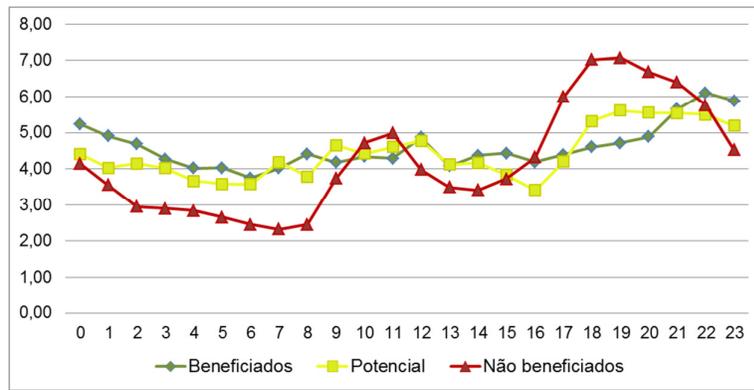


Figura 5.15 – Comparação entre as curvas médias mensais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: 0-150 kWh)

Fonte: Elaboração própria

Realizando ainda a comparação dos três perfis com suas curvas médias semanais de carga, conforme Figura 5.16, nota-se o comportamento de menor consumo ao longo do dia das curvas vermelha e amarela e novamente, entre 17h e 21h, uma inversão disso.

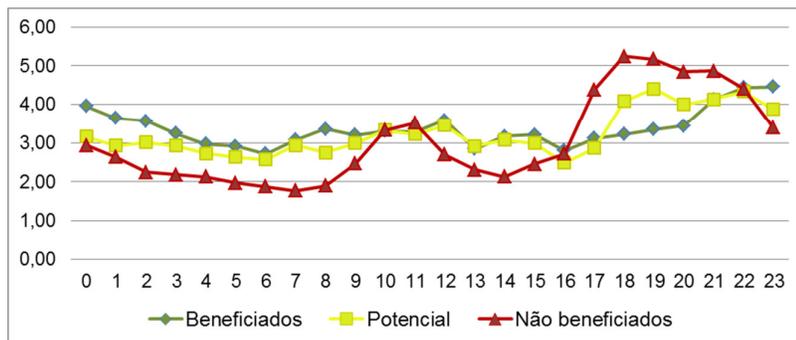


Figura 5.16 – Comparação entre as curvas médias semanais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: 0-150 kWh)

Fonte: Elaboração própria

5.3. Faixa de consumo de 151 a 220 kWh

Das 120 medições consideradas, 33 correspondiam à faixa em questão. Em relação aos equipamentos e suas respectivas quantidades mensuradas tem-se: televisor (54), ventilador (39), geladeira (34), “outros usos” (33), máquina de lavar (16), bebedouro (5), computador e máquina de costura (3) e ar

condicionado (2). Esse grupo apresenta ainda um consumo médio de 184,13 kWh/mês e representa 18,52% da receita total da amostra.

A Figura 5.17 mostra a curva de carga média dos equipamentos medidos. A amostra dessa faixa de consumo também não conta com a presença do consumo de chuveiro elétrico e freezer.

Entre os equipamentos medidos, os maiores consumos mensais referem-se às categorias “outros usos”, geladeira e ar condicionado, apesar desse aparelho só contar com duas amostras.

Classificando os equipamentos conforme sua flexibilidade de modulação, respeitando as cores pré-estabelecidas, elaborou-se a Figura 5.18, lembrando que o gráfico reflete a curva de carga semanal do consumo ao longo do mês (não incluso finais de semana), já que as tarifas de ponta e intermediária impactam esse período.

Constata-se que diferente da faixa de consumo anterior o ar condicionado tem influência no horário de ponta. Além da geladeira, aparece o bebedouro como equipamento de funcionamento constante e de difícil deslocamento.

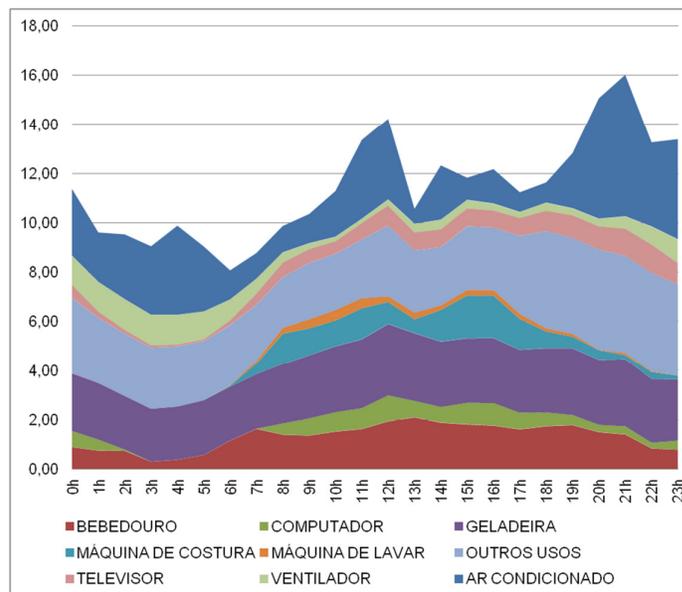


Figura 5.17 - Curva de carga mensal (kWhxh) por equipamento medido (faixa: 151-220 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

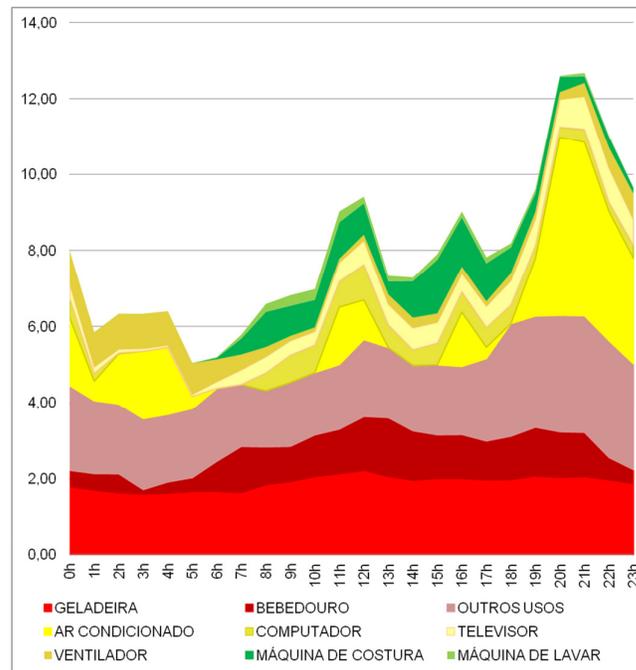


Figura 5.18 - Curva de carga (kWhxh) do consumo semanal (segunda à sexta-feira) de equipamentos que geram impacto no horário de ponta (faixa: 151-220 kWh)

Fonte: Elaboração própria

5.3.1. Impacto por equipamento para a faixa 151-220 kWh/mês

No Quadro 5.6 nota-se que o uso mensal de cinco equipamentos se tornaria menos oneroso na migração de tarifas e para o ar condicionado não haveria alteração. Os aumentos percentuais são menores do que a faixa anterior, com no máximo 4,84% do televisor.

Na análise mensal por equipamento, porém considerando apenas o uso de segundas às sextas-feiras (Quadro 5.7), há redução do gasto em apenas dois equipamentos, ventilador e máquina de lavar. O ar condicionado é o equipamento de maior aumento, aproximadamente 20%. Os maiores custos nos períodos mais onerosos (intermediário e ponta) provêm novamente de “outros usos”, da geladeira e também do ar condicionado.

Equipamento	Convencional	Branca		R\$/posto			Consumo (kWh/mês)/posto		
	Total (R\$)	Total (R\$)	Diferença	0-16h e 22-23h	17 e 21h	18-20h	0-16h e 22-23h	17 e 21h	18-20h
Outros usos	30,33	30,93	1,98%	17,68	3,74	9,51	49,96	7,09	11,87
Geladeira	26,60	25,85	-2,80%	16,66	2,81	6,38	47,09	5,33	8,03
Ar condicionado	24,64	24,64	0,00%	14,70	3,45	6,49	41,54	6,54	7,93
Bebedouro	13,76	13,81	0,36%	8,24	1,59	3,98	23,28	3,00	5,00
Máquina de costura	6,44	6,39	-0,76%	4,13	0,78	1,48	11,68	1,42	1,53
Ventilador	6,39	5,61	-12,17%	4,56	0,38	0,67	12,90	0,73	0,90
Televisor	6,36	6,67	4,84%	3,51	0,98	2,17	9,92	1,84	2,69
Computador	4,79	4,70	-1,91%	3,05	0,55	1,09	8,63	1,00	1,26
Máquina de lavar	1,51	1,40	-6,88%	1,01	0,16	0,23	2,85	0,30	0,27

**Quadro 5.6 – Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh) por equipamento
(faixa: 151-220 kWh/mês)**

Fonte: Elaboração própria

Equipamento	Convencional	Branca		R\$/posto			Consumo (kWh/mês)/posto		
	Total (R\$)	Total (R\$)	Diferença	fora ponta	interm.	ponta	fora ponta	interm.	ponta
Outros usos	22,38	24,72	10,42%	12,98	3,12	8,62	36,68	5,24	8,95
Geladeira	19,62	20,36	3,78%	12,27	2,34	5,75	34,68	3,94	5,97
Ar condicionado	12,64	15,12	19,63%	6,24	2,89	5,98	17,64	4,87	6,21
Bebedouro	9,91	10,79	8,83%	5,85	1,34	3,59	16,54	2,26	3,73
Máquina de costura	5,23	5,45	4,19%	3,23	0,70	1,52	9,14	1,18	1,58
Televisor	4,73	5,40	14,10%	2,58	0,84	1,98	7,28	1,42	2,06
Ventilador	4,59	4,18	-8,98%	3,30	0,30	0,58	9,32	0,51	0,60
Computador	3,89	4,00	2,74%	2,44	0,51	1,05	6,91	0,85	1,09
Máquina de lavar	1,05	1,04	-0,83%	0,68	0,14	0,22	1,92	0,23	0,23

**Quadro 5.7 - Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh), considerando
apenas segundas às sextas-feiras, por equipamento
(faixa: 151-200 kWh/mês)**

Fonte: elaboração própria

5.3.2. Ações de GLD para a faixa 151-220 kWh/mês

Aplicando o descrito no Caso 1, tornando a tarifa branca compulsória, 22 dos 33 consumidores (66,67%) se beneficiariam diretamente de faturas mais módicas sem alterar qualquer hábito de consumo (Figura 5.19).

Para as análises seguintes, em alinhamento com o item 4.3.7, foram realizadas as seguintes ações com os respectivos equipamentos:

- Caso 2: deslocamento do consumo de máquina de costura (2/3) e máquina de lavar (11/16);
- Caso 3: desligamento de televisores (21/54), computador (3/3); e
- Caso 4: total das ações simultâneas dos casos dois e três.

A variação do preço da fatura de energia na estrutura tarifária branca comparada com a tarifa convencional está apresentada no Quadro 5.8, com destaque para os valores referentes aos consumidores não beneficiados pela mudança de estrutura tarifária.

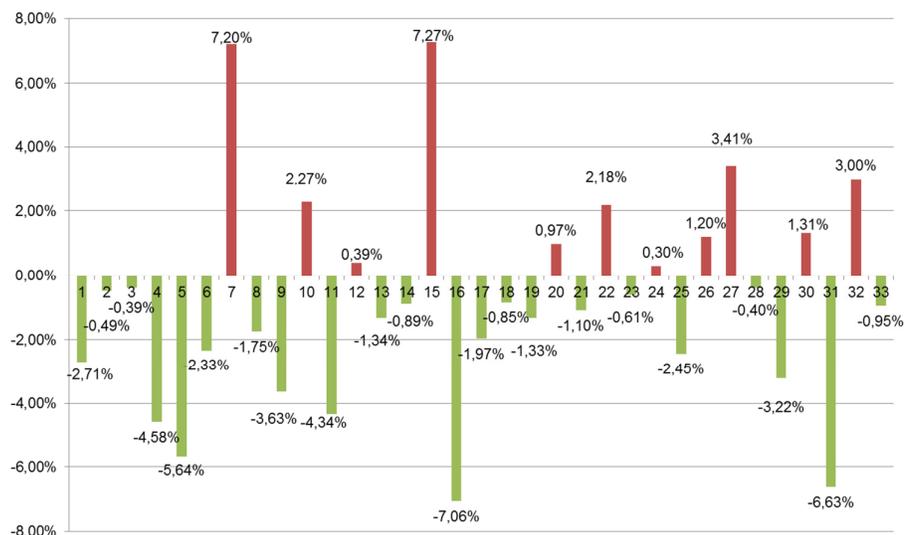


Figura 5.19 - Variação no valor da fatura de energia pela substituição da tarifa convencional pela branca sem alterar hábitos (faixa: 151-220 kWh)

Fonte: Elaboração própria

Consumidor	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4 (2+3)
Beneficiados	22	24	23	24
Não beneficiados	11	9	10	9

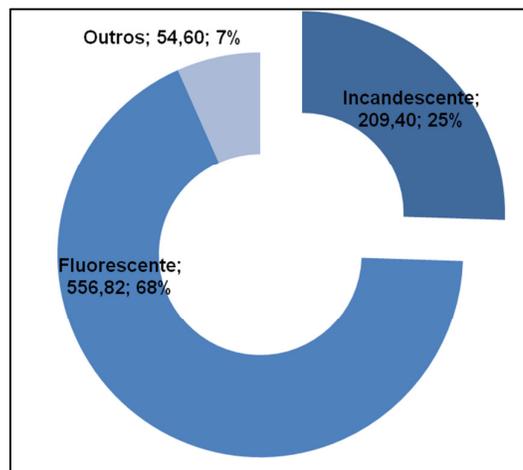
Quadro 5.8 - Consumidores beneficiados e não beneficiados com os resultados das análises C1 à C4 (faixa: 151-220 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Os 22 beneficiados inicialmente, após a realização das ações de GLD, passaram para 24 (73,73%). Na amostra dessa faixa de consumo há dois

consumidores com posse de ar condicionado, mas apenas um deles o utiliza durante a ponta. Caso ele venha a alterar seu hábito e deixar de usá-lo entre 17h e 22h, este passará a se beneficiar da tarifa branca, mudando de 7,27% de acréscimo para 2,25% de desconto.

Passando ao Caso 5, inicialmente verifica-se a composição dos tipos de lâmpadas nessa faixa de consumo na Figura 5.20, sendo que 32% do consumo de lâmpadas (incandescentes e outras) podem ser reduzido com a substituição por lâmpadas de menor consumo.



**Figura 5.20 – Tipos de lâmpadas e seu consumo de energia total
(faixa 151-220 kWh)**

Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.21 e Figura 5.22 apresentam as curvas mensais de iluminação e *standby*, respectivamente, obtidas diretamente de declarações nas PPHs e suas curvas semanais e de finais de semana, estimadas por meio da ponderação da curva mensal. Percebe-se um acionamento maior da iluminação a partir das 16h, com pico entre 19h e 21h. Quanto ao *standby*, seu desperdício é praticamente o triplo da faixa de consumo anterior.

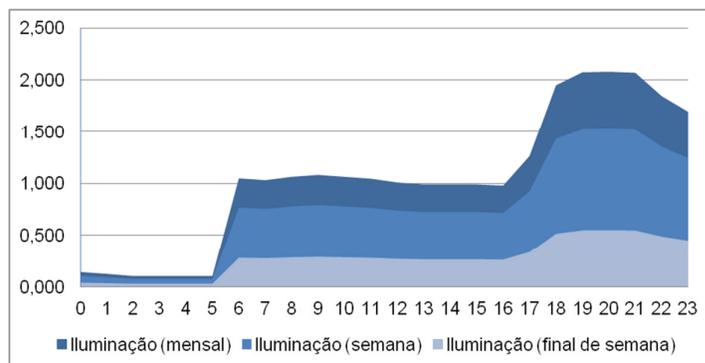


Figura 5.21 – Curva de carga da iluminação (faixa: 151-220 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

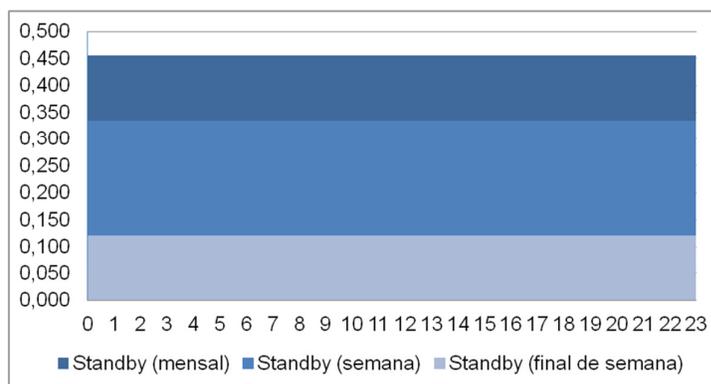


Figura 5.22 – Curva de carga do standby (kWhxh) (faixa: 151-220 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Comparando as curvas de carga apresentadas em relação à sua proporcionalidade quanto à categoria “outros usos”, tem-se a Figura 5.23 e Figura 5.24 referentes ao consumo mensal semanal e mensal aos finais de semana. Percebe-se sua elevada relevância nessa categoria, porém em proporção menor que na faixa anterior.

O resultado da realização das ações previstas no Caso 5, conforme item 4.3.7, pode ser visto no Quadro 5.9, sendo que apenas mais um dos consumidores passou para o grupo de beneficiados pela tarifa branca.

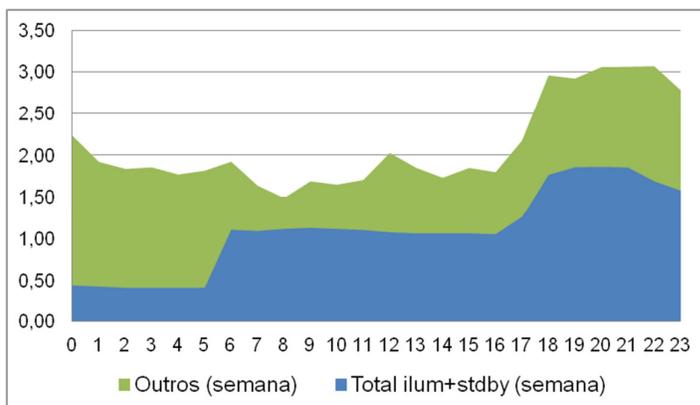


Figura 5.23 - Proporcionalidade do consumo mensal durante a semana de *standby* e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh)

Fonte: Elaboração própria

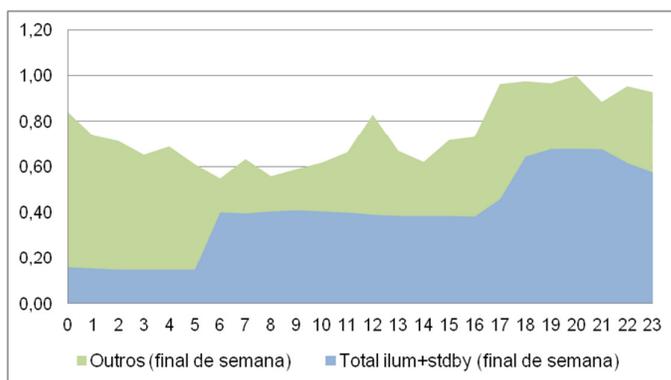


Figura 5.24 - Proporcionalidade do consumo mensal durante os finais de semana de *standby* e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh)

Fonte: Elaboração própria

Consumidor	Caso 1	Caso 5	Caso 6 (4+5)
Beneficiados	22	23	24
Não beneficiados	11	10	9

Quadro 5.9 - Resultados das análises C5 e C6 (faixa de consumo: 151-220 kWh)

Fonte: Elaboração própria

A última coluna do Quadro 5.9 representa a soma de todas as ações anteriormente realizadas. Conclui-se que, do grupo inicial de 11 consumidores

não beneficiados, 33,33% da amostra, apenas outros dois passaram a se beneficiar da adesão à tarifa branca após todas as medidas de GLD adotadas, totalizando 24 consumidores ou 72,73% do grupo.

5.3.3.

Perfis de consumo e curvas de carga para a faixa 151-220 kWh/mês

Com base nos resultados do Caso 6 e nas considerações do item 4.3.8, foi elaborado o histograma como os intervalos e perfis para a faixa de consumo de 151-220 kWh/mês. Em vermelho os sete consumidores não beneficiados (21%) com acréscimo superior a 0,75% em suas faturas, em amarelo os oito consumidores potenciais (24%) na faixa de 0,74% de acréscimo a 1,62% de desconto e na cor verde a maioria dos consumidores se beneficiando (55%) com descontos superiores a 1,62%, sendo que a maior concentração está justamente entre 1,62% a 3,97% de redução em suas faturas.

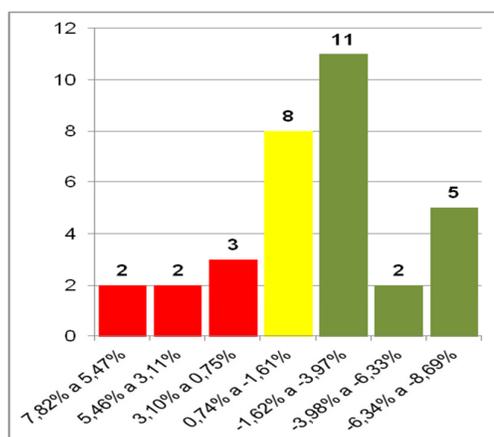


Figura 5.25 – Distribuição dos consumidores conforme os perfis de consumo (faixa: 151-220 kWh/mês) – quantidade de consumidores versus variação percentual do valor da fatura de energia

Fonte: Elaboração própria

Nas figuras seguintes as linhas de cor representam as curvas médias de carga de cada perfil, enquanto as linhas acinzentadas, em segundo plano, correspondem às curvas médias de carga de cada consumidor que compõe o respectivo perfil. Seguindo a padronização estabelecida, em verde (Figura 5.26) o perfil beneficiados, em amarelo o perfil dos potenciais beneficiários (Figura 5.27) e em vermelho perfil aqueles que não se beneficiarão (Figura 5.28).

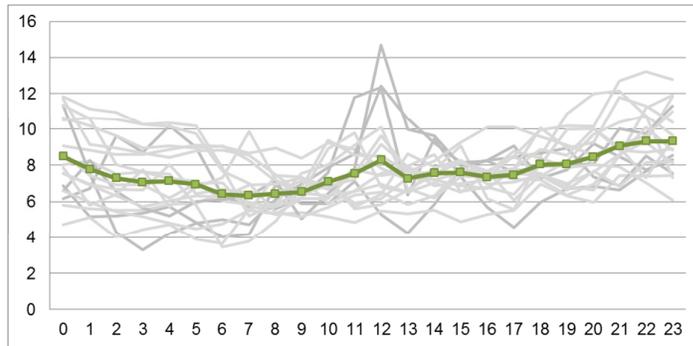


Figura 5.26 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores beneficiados da adesão à tarifa branca (faixa: 151-220 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

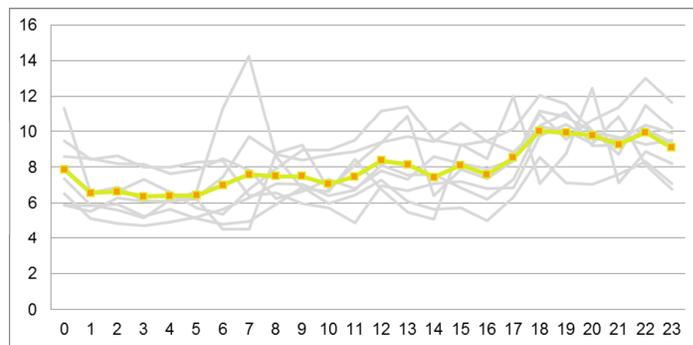


Figura 5.27 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos potenciais consumidores beneficiados com a tarifa branca (faixa: 151-220 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

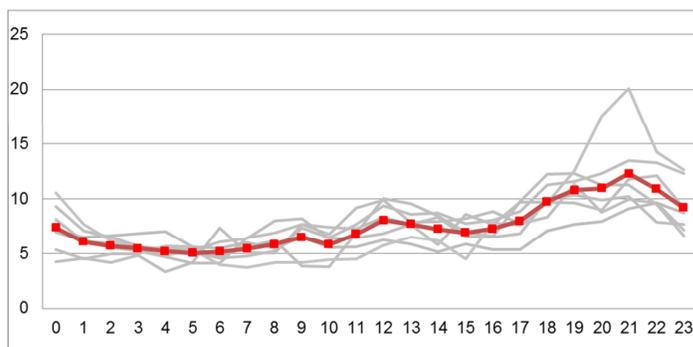


Figura 5.28 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores que não se beneficiariam da adesão à tarifa branca (faixa: 151-220 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Agrupando as curvas na Figura 5.29, nota-se que o perfil dos não beneficiados possui um consumo médio inferior aos outros perfis ao longo do dia, exceto a partir das 17h, quando a tarifa de energia aumenta. Novamente percebe-se para o perfil beneficiado um comportamento de consumo mais constante ao longo do dia do que os outros perfis.

Comparando as curvas médias semanais de carga dos três perfis (Figura 5.30), nota-se o comportamento muito semelhante ao da curva mensal.

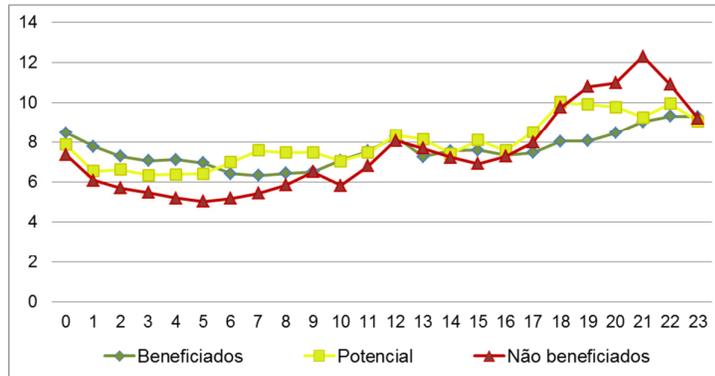


Figura 5.29 – Comparação entre as curvas médias mensais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: 151-220 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

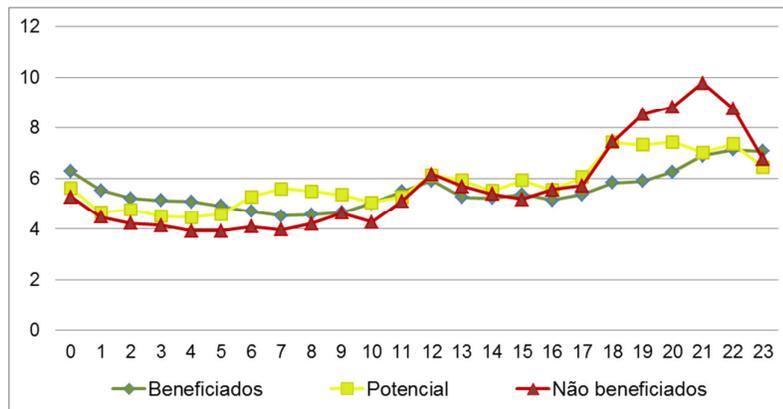


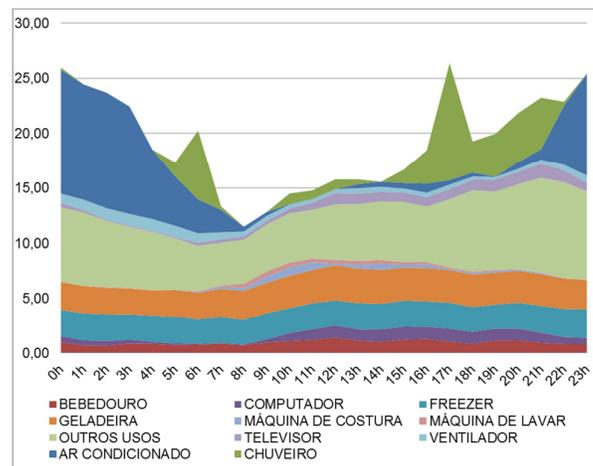
Figura 5.30 – Comparação entre as curvas médias semanais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: 151-220 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

5.4. Faixa de consumo de 221 a 400 kWh

Das 120 medições consideradas, 33 correspondiam à faixa em questão. Em relação aos equipamentos e suas respectivas quantidades mensuradas tem-se: televisor (56), geladeira (35), ventilador e “outros usos” (33), máquina de lavar (19), bebedouro (6), ar condicionado (5), computador e freezer (4) e máquina de costura e chuveiro (2). Essa faixa apresenta um consumo médio de 278,07 kWh/mês e representa 27,68% da receita total da amostra.

Na Figura 5.31 visualiza-se a curva de carga média dos equipamentos medidos, sendo que essa faixa conta com a presença dos equipamentos freezer e chuveiro elétrico, apesar da posse ser baixa.



**Figura 5.31 - Curva de carga mensal (kWh/h) por equipamento medido
(faixa: 221-400 kWh/mês)**

Fonte: Elaboração própria

Entre os equipamentos medidos, os consumos mensais mais significativos referem-se à categoria “outros usos”, aos equipamentos de refrigeração: geladeira e freezer e aos picos de uso do chuveiro durante o horário de ponta e do ar condicionado na madrugada.

Na Figura 5.32 os equipamentos são classificados por cor conforme descrito no item 4.3.7 por sua flexibilidade de modulação.

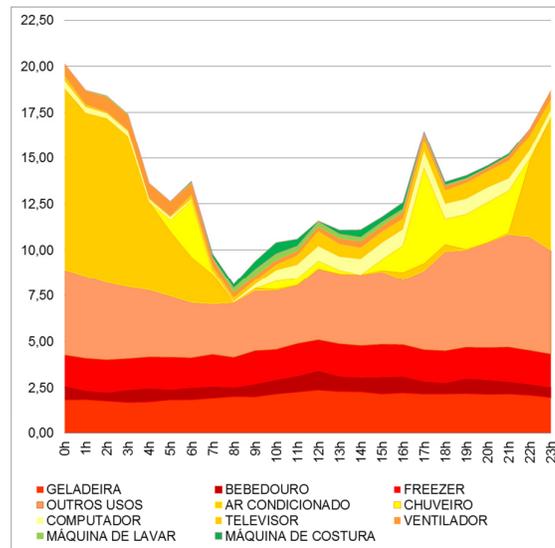


Figura 5.32 - Curva de carga (kWh/h) do consumo semanal (segunda à sexta-feira) de equipamentos que geram impacto no horário de ponta (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

A participação de equipamentos de funcionamento contínuo, como geladeira, bebedouro e freezer e de difícil gestão pelo lado da demanda, praticamente dobra em relação à curva da faixa anterior. A participação de “outros usos”, referente aos equipamentos não medidos também passa a ter mais representatividade, pois, são consumidores de maior posse de equipamentos.

5.4.1. Impacto por equipamento para a faixa 221-400 kWh/mês

No Quadro 5.10 observa-se que o uso mensal de sete equipamentos se tornaria menos oneroso na migração de tarifas, três deles (geladeira, freezer e bebedouro) de funcionamento contínuo. O conjunto “outros usos” tem mais que o dobro do custo que qualquer outro equipamento, indicando uma boa possibilidade de adoção de medidas de GLD em seus componentes.

Equipamento	Convencional	Branca		R\$/posto			Consumo (kWh/mês)/posto		
	Total (R\$)	Total (R\$)	Diferença	0-16h e 22-23h	17 e 21h	18-20h	0-16h e 22-23h	17 e 21h	18-20h
Outros usos	61,18	61,42	0,38%	36,17	7,67	17,57	102,23	14,75	22,07
Ar condicionado	34,28	27,91	-18,60%	26,73	0,59	0,59	75,55	1,37	1,00
Geladeira	29,12	28,26	-2,96%	18,28	3,06	6,92	51,66	5,81	8,72
Freezer	25,39	24,33	-4,16%	16,22	2,57	5,53	45,85	4,90	6,94
Chuveiro	18,68	20,04	7,32%	5,60	7,19	7,25	15,84	15,35	11,26
Bebedouro	10,10	9,76	-3,29%	6,34	1,01	2,42	17,91	1,95	3,09
Computador	7,27	7,66	5,36%	3,94	1,11	2,61	11,15	2,11	3,27
Televisor	6,59	7,13	8,21%	3,41	1,14	2,58	9,65	2,18	3,15
Ventilador	6,15	5,43	-11,69%	4,37	0,41	0,65	12,36	0,78	0,83
Máquina de costura	2,17	2,06	-5,04%	1,52	0,13	0,42	4,29	0,21	0,43
Máquina de lavar	1,70	1,49	-12,54%	1,22	0,09	0,18	3,45	0,17	0,24

Quadro 5.10 – Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh) por equipamento (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: elaboração própria

Apresentando o Quadro 5.11 considerando o uso médio mensal mas apenas de segundas às sextas-feiras, há redução do gasto em quatro dos onze equipamentos, três deles de baixa representatividade no consumo total e o ar condicionado, com baixo uso durante os horários mais caros. O gasto financeiro com o chuveiro aumenta em 36,91%. Os maiores custos nos períodos mais onerosos (intermediário e ponta) provêm de forma muito representativa do grupo “outros usos”, seguido pelo chuveiro e geladeira.

Equipamento	Convencional	Branca		R\$/posto			Consumo (kWh/mês)/posto		
	Total (R\$)	Total (R\$)	Diferença	fora ponta	interm	ponta	fora ponta	interm.	ponta
Outros usos	44,21	48,09	8,79%	26,02	6,22	15,85	73,54	10,47	16,45
Ar condicionado	26,83	21,93	-18,29%	21,28	0,27	0,38	60,14	0,45	0,39
Geladeira	21,56	22,31	3,47%	13,53	2,56	6,22	38,24	4,30	6,46
Freezer	18,31	18,74	2,37%	11,62	2,13	4,99	32,84	3,58	5,18
Chuveiro	9,13	12,50	36,91%	2,74	4,46	5,30	7,74	7,50	5,50
Bebedouro	7,56	7,77	2,76%	4,80	0,82	2,15	13,58	1,38	2,23
Computador	5,43	6,23	14,70%	2,96	0,92	2,36	8,36	1,54	2,45
Televisor	4,85	5,78	19,17%	2,47	0,94	2,37	6,99	1,58	2,46
Ventilador	4,51	4,13	-8,53%	3,22	0,33	0,58	9,10	0,55	0,60
Máquina de costura	1,72	1,71	-0,71%	1,15	0,13	0,43	3,24	0,22	0,45
Máquina de lavar	1,32	1,18	-10,23%	0,96	0,08	0,15	2,71	0,13	0,15

Quadro 5.11 - Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh), considerando apenas segundas às sextas-feiras, por equipamento (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: elaboração própria

5.4.2. Ações de GLD para a faixa de 221-400 kWh/mês

Inicialmente, migrando os consumidores para a tarifa branca, 21 dos 33 consumidores (63,64%) se beneficiariam diretamente de faturas mais módicas sem alterar qualquer hábito de consumo, conforme visto na Figura 5.33.

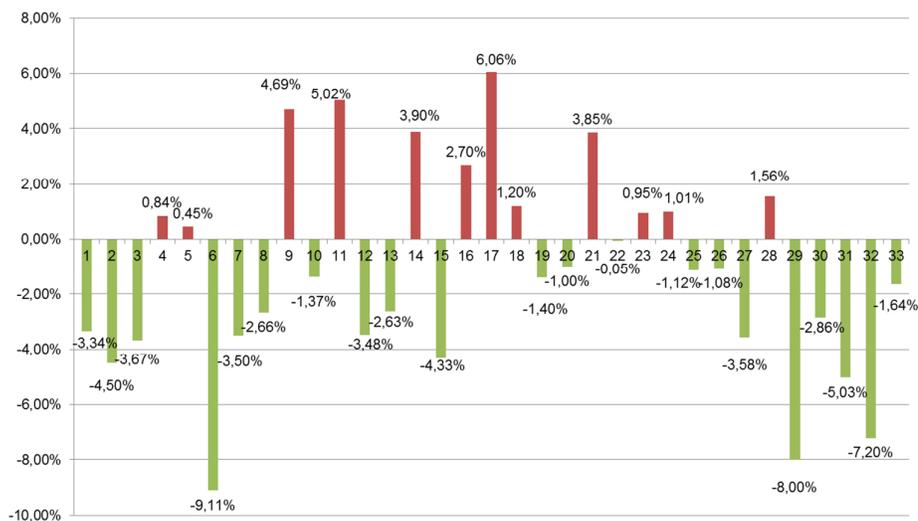


Figura 5.33 - Variação no valor da fatura de energia pela substituição da tarifa convencional pela branca sem alterar hábitos (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Para as análises seguintes, em convergência com a descrição dos casos previstos no item 4.3.7, foram realizadas as seguintes ações com os respectivos equipamentos:

- Caso 2: modulação de consumo de máquina de costura (2/2) e máquina de lavar (9/19);
- Caso 3: desligamento de televisores secundários (24/56), computador (2/4) e ar condicionado (2/5) e o deslocamento do chuveiro (2/2); e
- Caso 4: o total das ações simultâneas dos casos dois e três.

Os resultados, em termos da variação do preço da fatura de energia na estrutura tarifária branca, comparada com a tarifa convencional, são apresentados no Quadro 5.12.

Consumidor	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4 (2+3)
Beneficiado	21	21	24	24
Não beneficiado	12	12	9	9

Quadro 5.12 – Consumidores beneficiados e não beneficiados com os resultados das análises C1 à C4 (faixa de consumo: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

No Caso 2, o deslocamento do consumo dos dois equipamentos impactou apenas dois consumidores que não haviam se beneficiado inicialmente, porém, em no máximo 0,05%, não sendo suficiente para tornar a tarifa branca atrativa. Na Figura 5.33, pela área desses equipamentos, suspeitava-se que seu deslocamento não seria muito impactante para essa faixa.

Atuando nos equipamentos de flexibilidade intermediária de deslocamento de consumo, outros três consumidores passaram a se beneficiar, totalizando 24 (72,73% da amostra), conforme pode ser visto no Caso 3. Um passou a se beneficiar pela transferência de seu banho e os outros dois pelo desligamento de televisores e computador, implicando em reduções de 2,30% a 6% no valor da fatura do Caso 1.

Somando as ações realizadas, os mesmos 24 beneficiados no Caso 3 são também os contemplados no Caso 4.

Para analisar o Caso 5, faz-se necessário conhecer a composição dos sistemas de iluminação e de *standby* da faixa de consumo em estudo. Pela Figura 5.34, nota-se a presença de 35% do consumo de lâmpadas com potencial de se tornar mais eficiente.

A Figura 5.35 e Figura 5.36 apresentam as curvas mensais de iluminação e *standby*, respectivamente, obtidas das declarações das PPHs. Como já mencionado faz-se uma ponderação para encontrar as curvas semanais e de final de semana. Assim como as outras faixas, percebe-se um acionamento maior da iluminação a partir das 16h e pico entre 18h e 20h.

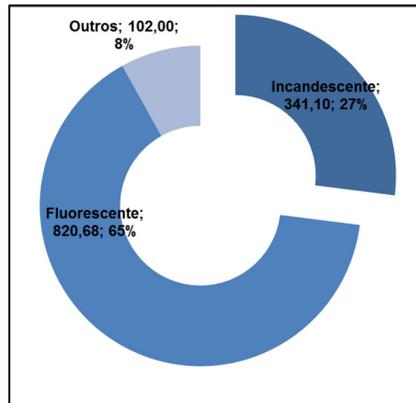


Figura 5.34 – Tipo de lâmpadas e seu consumo de energia total (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

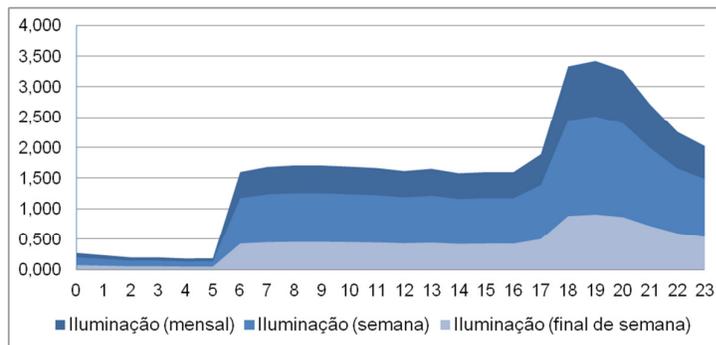


Figura 5.35 - Curva de carga da iluminação (kWhxh) (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

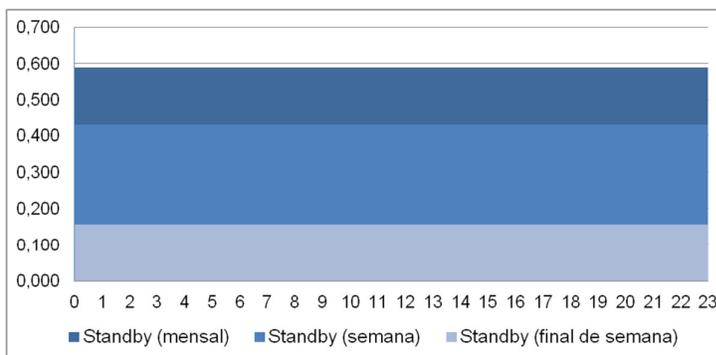


Figura 5.36 - Curva de carga do standby (kWhxh) (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Inserindo as curvas apresentadas na curva de “outros usos”, pela Figura 5.37 e Figura 5.38, percebe-se a proporção de seus consumos, apesar de representativa para o grupo, já inferior em relação às faixas de consumo analisadas anteriormente.

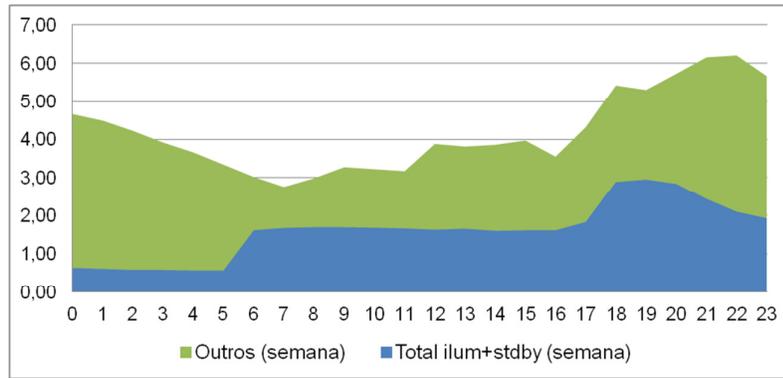


Figura 5.37 - Proporcionalidade do consumo mensal durante a semana de *standby* e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh) (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

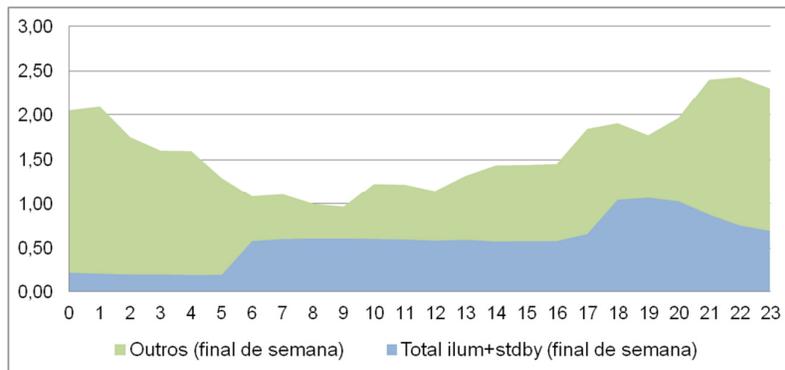


Figura 5.38 - Proporcionalidade do consumo mensal durante o final de semana de *standby* e iluminação em relação a “outros usos” (kWhxh) (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

O resultado da adoção das ações de redução dos consumos de iluminação e *standby*, Caso 5, conforme item 4.3.7 pode ser visto no Quadro 5.13.

Consumidor	Caso 1	Caso 5	Caso 6 (4+5)
Beneficiados	21	21	24
Não beneficiados	12	12	9

**Quadro 5.13 – Resultado das análises dos casos C5 e C6
(faixa: 221-400 kWh/mês)**

Fonte: Elaboração própria

A última coluna do Quadro 5.13 representa a soma de todas as ações dos casos analisados, sendo que dos 12 consumidores não beneficiados inicialmente, 36,36% da amostra, três passaram a ter vantagem da adesão da tarifa branca, totalizando 24 consumidores ou 72,73% do grupo.

5.4.3. Perfis de consumo e curvas de carga para a faixa 221-400 kWh/mês

Com base nos resultados do Caso 6 e nas considerações do item 4.3.8, segue o histograma (Figura 5.39) como os intervalos e perfis para a faixa de consumo de 151-220 kWh/mês.

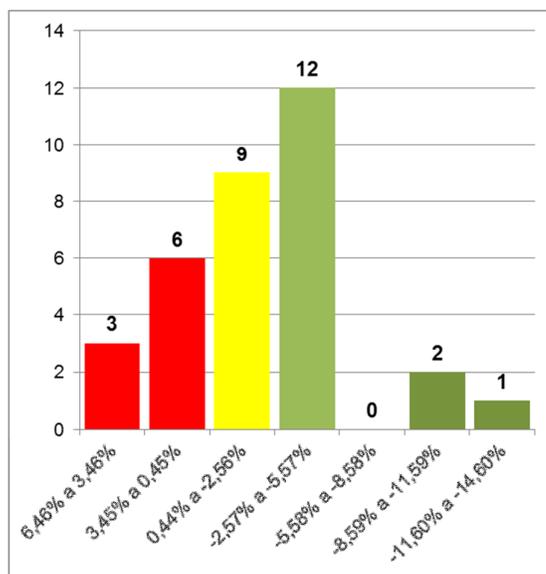


Figura 5.39 – Distribuição dos consumidores conforme os perfis de consumo (faixa: 221-400 kWh/mês) – quantidade de consumidores *versus* variação percentual do valor da fatura de energia

Fonte: Elaboração própria

Os nove consumidores não beneficiados (27%) com acréscimo superior a 0,45% em suas faturas, em amarelo os nove consumidores potenciais (27%) na faixa de 0,44% de acréscimo a 2,56% de desconto e na cor verde a maioria dos consumidores se beneficiando (45%) com descontos superiores a 2,57%, sendo que a maior concentração está justamente entre 2,57% e 5,57% de redução em suas faturas

Traçando as curvas médias mensais de carga de cada perfil, seguem as figuras: beneficiados (Figura 5.40), potenciais (Figura 5.41) e não beneficiados (Figura 5.42).

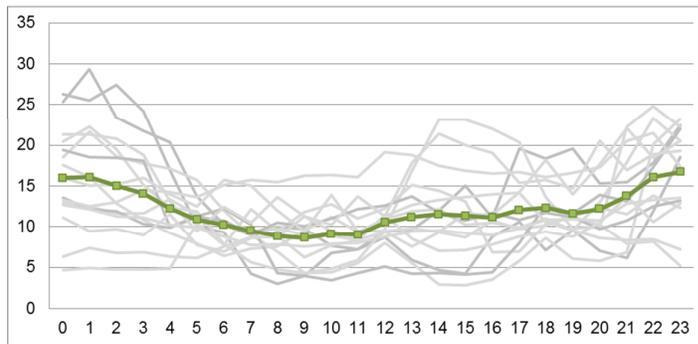


Figura 5.40 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores beneficiados da adesão à tarifa branca (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

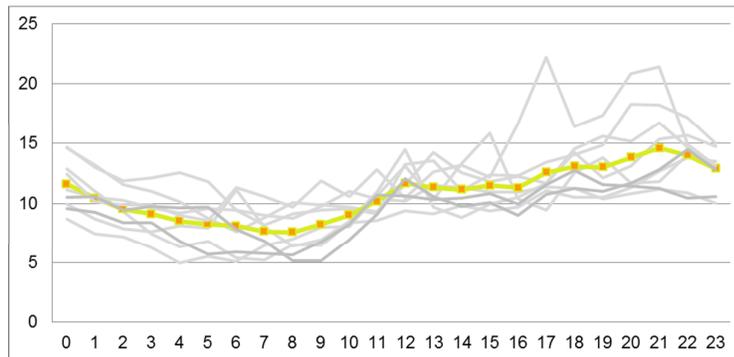


Figura 5.41 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos potenciais consumidores beneficiados com a tarifa branca (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

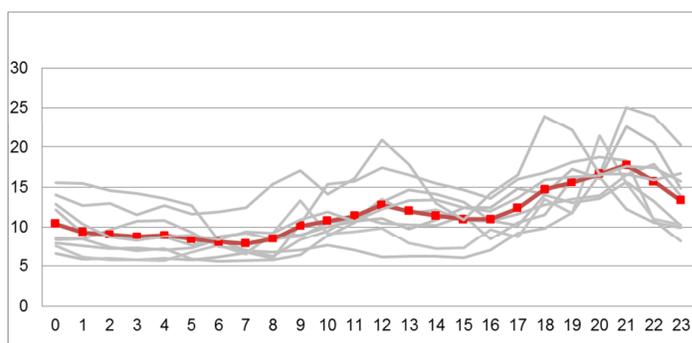


Figura 5.42 – Curva média mensal de carga (kWh/h) dos consumidores que não se beneficiariam da adesão à tarifa branca (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Comparando as curvas dos três perfis, por meio da Figura 5.43, percebe-se um comportamento bem menos *flat* da curva dos beneficiados em relação às outras faixas de consumo. Das 17h às 22h, mantém-se o comportamento já observado anteriormente, com os não beneficiados tendo o consumo mais representativo. Cabe ainda ressaltar o curioso comportamento tanto na curva de não beneficiados quanto na de potenciais beneficiários do consumo inferior à curva verde na maior parte do dia, exceto nos horários mais onerosos, das 17h às 21h, semelhante ao ocorrido na faixa de 0-150 kWh/mês.

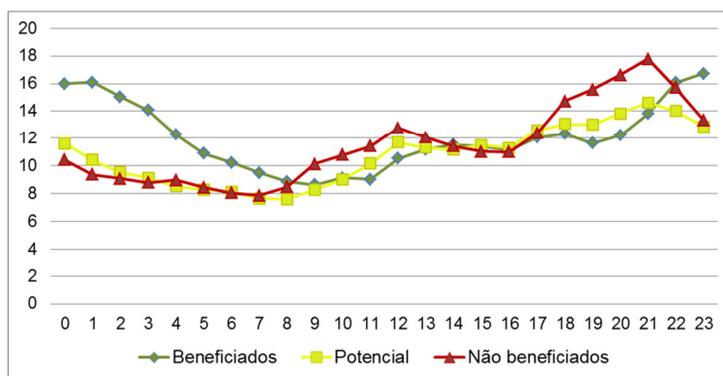


Figura 5.43 – Comparação entre as curvas médias mensais de carga (kWh/h) por perfil (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.44, a comparação dos três perfis com suas curvas médias semanais de carga revela o mesmo comportamento da Figura 5.43.

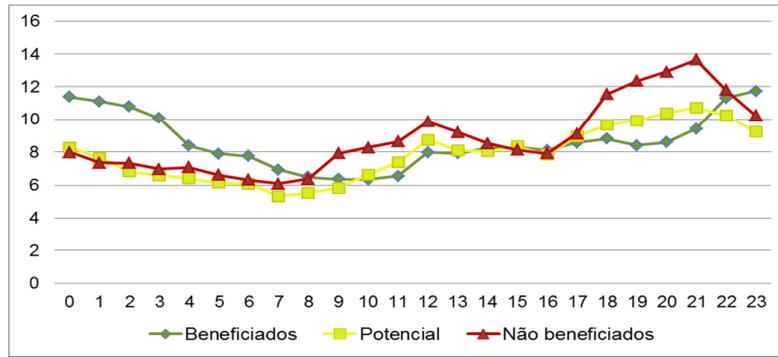


Figura 5.44 – Comparação entre as curvas médias semanais de carga (kWh/h) por perfil (faixa: 221-400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

5.5. Faixa de consumo acima de 400 kWh

Das 120 medições consideradas, 25 correspondiam à faixa em questão. Em relação aos equipamentos e suas respectivas quantidades mensuradas tem-se: televisor (45), geladeira (34), “outros usos” (25), máquina de lavar e ar condicionado (18), freezer (10), computador (3), chuveiro (2), adega e máquina de costura (1). Essa faixa apresenta um consumo médio de 590,44 kWh/mês e representa 44,52% da receita total da amostra. A Figura 5.45 apresenta a curva de carga média dos equipamentos medidos.

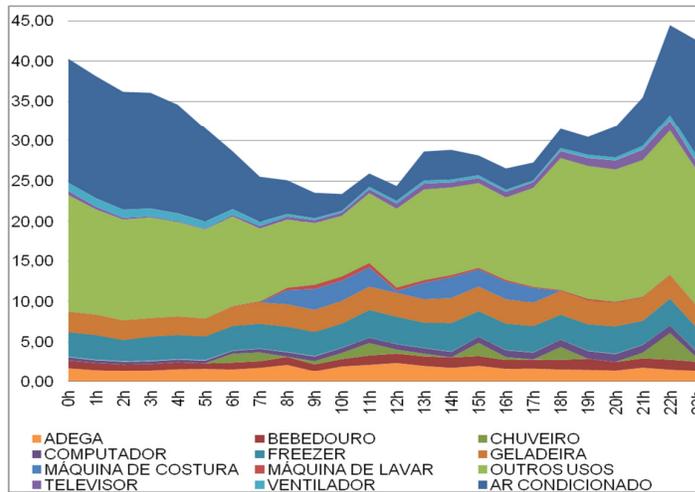


Figura 5.45 - Curva de carga mensal (kWh/h) por equipamento medido (faixa: acima de 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Entre os equipamentos medidos, os consumos mensais mais significativos referem-se à categoria “outros usos”, provavelmente devida à alta posse de equipamentos, aos equipamentos de refrigeração: geladeira, freezer – maior até que a geladeira – e ar condicionado.

Classificando os equipamentos conforme descrito em 4.3.7, por sua flexibilidade de modulação, tem-se a Figura 5.46.

A representatividade de equipamentos mais flexíveis ao deslocamento do uso aumentou, já em relação aos equipamentos de funcionamento contínuo e de difícil gestão pelo lado da demanda, como: geladeira, bebedouro e freezer, excluindo a adega que apenas um dos consumidores da amostra possui, é praticamente a mesma da faixa anterior. Na categoria “outros usos”, pode-se esperar um bom potencial para práticas de GLD e medidas de eficiência energética, principalmente nos horários de custo mais oneroso da energia – este trabalho não conseguirá confirmar essa hipótese pela ausência de medições individuais de cada equipamento.

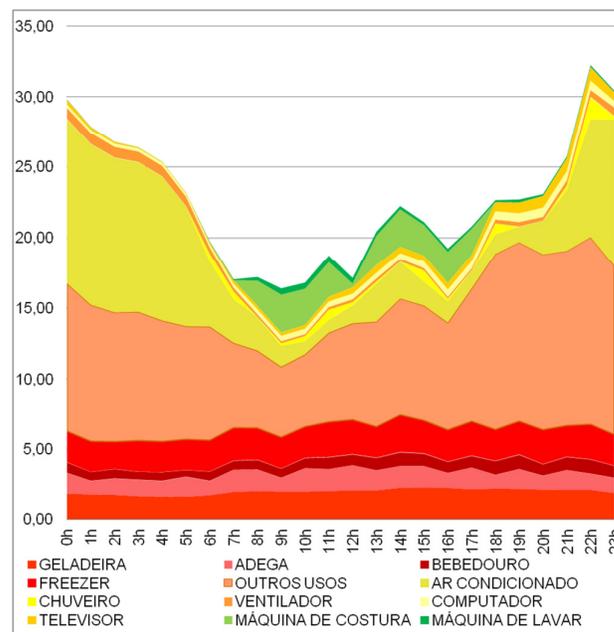


Figura 5.46 - Curva de carga (kWhxh) do consumo semanal (segunda à sexta-feira) de equipamentos que geram impacto no horário de ponta (faixa superior a 400 kWh)

Fonte: Elaboração própria

5.5.1.**Impacto por equipamento para a faixa superior a 400 kWh/mês**

No Quadro 5.14 observa-se que o uso mensal de oito equipamentos se tornaria menos oneroso com a alteração das tarifas, três deles (geladeira, freezer e bebedouro) de funcionamento contínuo e as maiores economias são de máquinas de costura, ar condicionado e chuveiro. O conjunto “outros usos” novamente tem mais que o dobro do custo que qualquer outro equipamento, indicando nessa faixa também uma boa possibilidade de adoção de medidas de GLD em seus componentes.

Apresentando o Quadro 5.14 considerando o uso médio mensal, mas apenas de segundas às sextas-feiras, há redução do gasto em cinco dos onze equipamentos e novamente três deles de baixa representatividade no consumo total. Nessa faixa, o chuveiro é um dos equipamentos com desconto, já a televisão é o equipamento com o maior aumento (19,42%). Os maiores custos nos períodos mais onerosos (intermediário e ponta) provêm de forma muito representativa do grupo “outros usos” – mais de cinco vezes superior à geladeira e ao freezer –, indicando que possibilidades de atuação com medidas de GLD.

Equipamento	Convencional	Branca		R\$/posto			Consumo (kWh/mês)/posto		
	Total (R\$)	Total (R\$)	Diferença	0-16h e 22-23h	17 e 21h	18-20h	0-16h e 22-23h	17 e 21h	18-20h
Outros usos	129,86	131,87	1,55%	76,56	15,49	39,82	216,38	29,34	49,42
Ar condicionado	72,72	62,68	-13,81%	52,56	4,24	5,88	148,54	8,31	8,43
Freezer	33,06	31,79	-3,83%	20,94	3,28	7,58	59,18	6,21	9,75
Geladeira	28,75	28,04	-2,48%	17,97	3,05	7,01	50,79	5,78	8,77
Bebedouro	10,95	10,86	-0,76%	6,72	1,21	2,94	18,98	2,26	3,64
Máquina de costura	8,82	7,52	-14,70%	6,46	1,06	0,00	18,25	1,79	0,00
Computador	6,64	6,78	2,10%	3,71	0,93	2,14	10,49	1,80	2,79
Televisor	6,15	6,58	6,92%	3,18	1,03	2,36	9,00	2,00	2,98
Chuveiro	5,87	5,25	-10,66%	3,94	0,31	0,99	11,14	0,67	1,54
Ventilador	5,76	5,27	-8,51%	4,00	0,36	0,91	11,31	0,67	1,10
Máquina de lavar	2,13	2,06	-3,42%	1,44	0,16	0,46	4,06	0,28	0,50

Quadro 5.14 – Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh) por equipamento (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: elaboração própria

Equipamento	Convencional	Branca		R\$/posto			Consumo (kWh/mês)/posto		
	Total (R\$)	Total (R\$)	Diferença	fora ponta	Interm.	ponta	fora ponta	Interm.	ponta
Outros usos	94,23	103,95	10,32%	54,74	12,97	36,25	154,71	21,82	37,64
Ar condicionado	50,91	45,25	-11,12%	37,25	3,30	4,70	105,27	5,56	4,88
Freezer	23,89	24,56	2,79%	15,12	2,74	6,70	42,74	4,60	6,96
Geladeira	21,31	22,19	4,11%	13,28	2,56	6,34	37,53	4,31	6,59
Máquina de costura	9,05	7,72	-14,70%	6,63	1,09	0,00	18,74	1,84	0,00
Bebedouro	8,10	8,63	6,54%	4,91	1,04	2,68	13,87	1,75	2,78
Computador	4,59	5,17	12,60%	2,57	0,73	1,87	7,26	1,24	1,94
Televisor	4,29	5,13	19,42%	2,18	0,82	2,12	6,17	1,38	2,20
Ventilador	4,10	3,95	-3,60%	2,81	0,30	0,84	7,93	0,50	0,88
Chuveiro	2,87	2,85	-0,85%	1,93	0,19	0,73	5,44	0,33	0,75
Máquina de lavar	1,85	1,84	-0,48%	1,22	0,16	0,46	3,46	0,27	0,47

Quadro 5.15 - Gasto (R\$) e consumo médio mensal (kWh), considerando apenas segundas às sextas-feiras, por equipamento (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: elaboração própria

5.5.2.

Ações de GLD para a faixa acima de 400 kWh/mês

Realizando a migração do grupo em análise para a tarifa branca, 16 dos 25 consumidores (64%) se beneficiariam diretamente de faturas mais módicas sem alterar qualquer hábito de consumo, conforme pode ser visto na Figura 5.47.

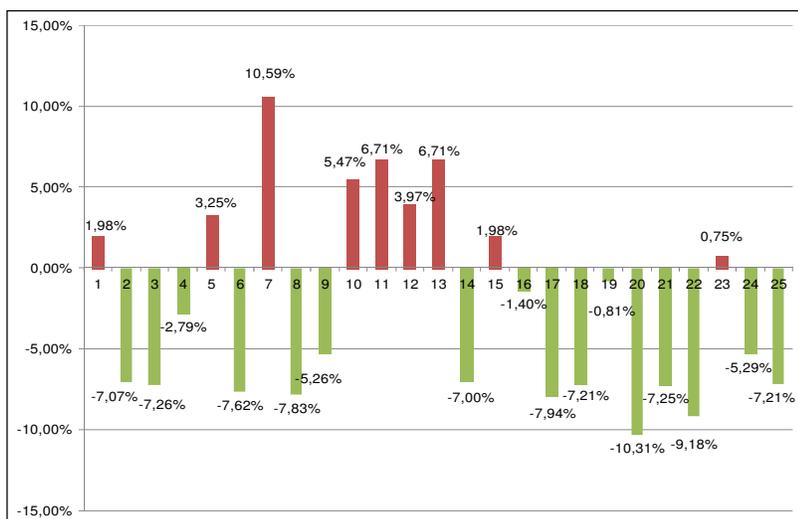


Figura 5.47 - Variação do valor da fatura de energia pela substituição da tarifa convencional pela branca sem alterar hábitos (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Conforme previsto no item 4.3.7, foram realizadas as seguintes ações com os respectivos equipamentos:

- Caso 2: modulação de consumo de máquina de costura (1/1) e máquina de lavar (11/18);
- Caso 3: desligamento de televisores secundários (19/45), computador (3/3) e ar condicionado (18/18) e o deslocamento do chuveiro (2/2); e
- Caso 4: o total das ações simultâneas dos casos dois e três.

Os resultados, em termos da variação do preço da fatura de energia na estrutura tarifária branca, comparada com a tarifa convencional, são apresentados no Quadro 5.16.

No Caso 2, em relação aos equipamentos de ar condicionado, os 18 equipamentos deslocados pertenciam a 13 consumidores. Desses apenas dois não se beneficiavam da migração de tarifa, sendo que após a ação de GLD, um deles passou a se beneficiar, aumentando a quantidade de beneficiados para 17 consumidores, o equivalente a 68% da amostra.

Consumidor	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4 (2+3)
Beneficiado	16	17	17	18
Não beneficiado	9	8	8	7

Quadro 5.16 – Consumidores beneficiados e não beneficiados com os resultados das análises do C1 ao C4 (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Com as ações do Caso 3, apenas um consumidor passou a se beneficiar da tarifa branca em relação ao Caso 1, reduzindo em aproximadamente 7% o valor da sua fatura – esse consumidor é diferente do beneficiado do Caso 2, que agora passou a não se beneficiar.

Agregando as ações realizadas nos dois casos anteriores, Caso 4, o número de beneficiados aumenta para 18 consumidores, 72% da amostra.

Para realizar a análise dos casos subsequentes é necessário verificar a participação da iluminação e do *standby* nessa faixa de consumo. Iniciando pelos sistemas de iluminação, conclui-se pela Figura 5.48 que há um potencial

de 41% do consumo de lâmpadas que pode ser reduzido por meio da utilização de equipamentos mais eficientes.

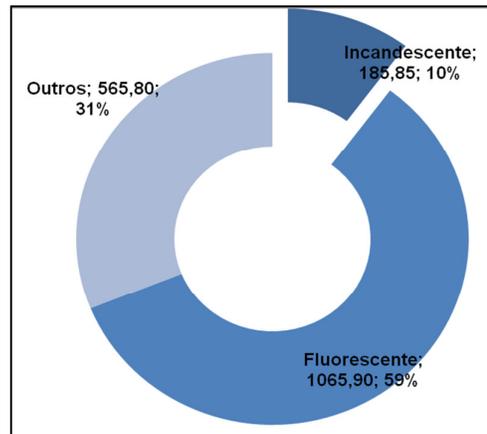


Figura 5.48 – Tipos de lâmpadas e seu consumo de energia total (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.49 e a Figura 5.50 apresentam, respectivamente, as curvas mensais de iluminação e *standby*, obtidas diretamente das declarações das PPHs. As curvas semanais e de finais de semana foram estimadas pela ponderação da mensal. Seguindo o comportamento das faixas anteriores, o acionamento da iluminação ocorre com maior intensidade a partir das 16h, com pico às 19h. Já o consumo do *standby* dos equipamentos dessa faixa é mais de sete vezes superior ao da faixa de 0-150 kWh, o que provavelmente se deve à maior posse de equipamentos do grupo em análise.

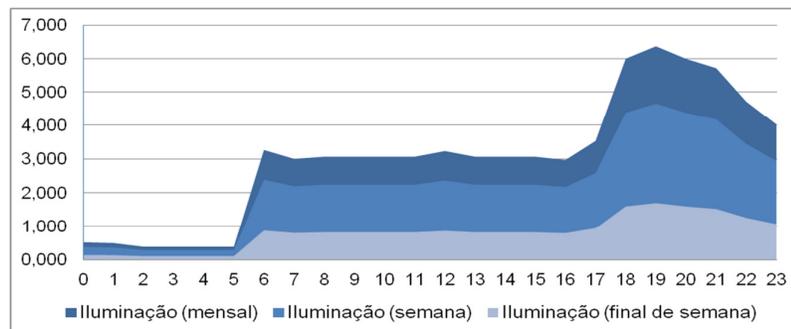
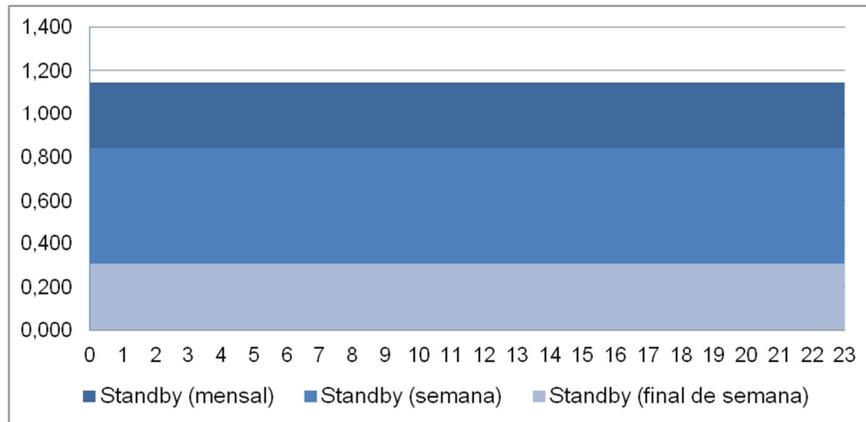


Figura 5.49 – Curva de carga da iluminação (kWhxh) (faixa: superior a 400 kWh/mês)

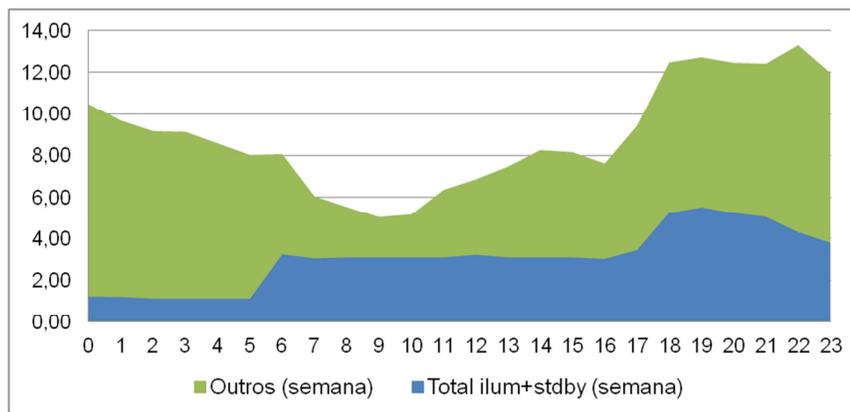
Fonte: Elaboração própria



**Figura 5.50 – Curva de carga do *standby* (kWhxh)
(faixa: superior a 400 kWh/mês)**

Fonte: Elaboração própria

A participação da iluminação e do *standby* na categoria “outros usos” pode ser visto na Figura 5.51, durante a semana, e na Figura 5.52, aos finais de semana. É perceptível sua menor influência, apesar de ainda representativa, na categoria “outros usos” ratificando a observação a respeito da maior posse de equipamentos dessa faixa de consumo.



**Figura 5.51 – Proporcionalidade do consumo mensal durante a semana de *standby* e iluminação em relação a “outros usos” (kWh/mês)
(faixa: superior a 400 kWh/mês)**

Fonte: Elaboração própria

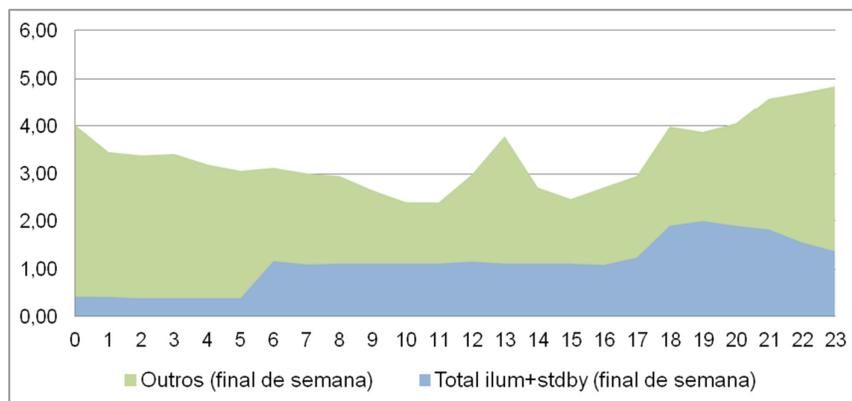


Figura 5.52 - Proporcionalidade do consumo mensal durante os finais de semana de *standby* e iluminação em relação a “outros usos” (kWh/mês) (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

O resultado da adoção das ações de redução dos consumos de iluminação e *standby*, Caso 5, conforme item 4.3.7, pode ser visto no Quadro 5.17. Pela execução das ações de redução de desperdício e de eficiência energética o grupo de beneficiados e não beneficiados permanece o mesmo em relação ao Caso 1.

No Caso 6 observa-se a soma de todas as ações dos casos já analisados, sendo que dos nove consumidores não beneficiados inicialmente, 36% da amostra, dois passaram a ter vantagem com a adesão da tarifa branca, totalizando 18 consumidores ou 72% da faixa analisada.

Consumidor	Caso 1	Caso 5	Caso 6 (4+5)
Beneficiados	16	16	18
Não beneficiados	9	9	7

Quadro 5.17 - Resultado das análises dos casos C5 e C6 (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

5.5.3. Perfis de consumo e curvas de carga (faixa: acima de 400 kWh/mês)

Com base nos resultados do Caso 6 e nas considerações do item 4.3.8, foi elaborado o histograma (Figura 5.53) definindo os intervalos e os perfis para a

faixa de consumo em análise. Diferente das outras faixas de consumo decidiu-se por definir o perfil de potenciais beneficiados contemplando duas classes devido à proximidade do limite inferior ou superior - 0,06% ou 0,05% de acréscimo – em relação ao limiar entre se obter desconto ou aumento na fatura, caso fosse adotado apenas uma das classes. Além disso, outro fator para adotar tal decisão foi motivado pela categoria “outros usos”, na qual o uso da iluminação e *standby* não possui tanta representatividade quanto nas outras faixas de consumo (Figura 5.51), o que implica em um maior leque de equipamentos com potencial para terem seus usos melhor gerenciados.

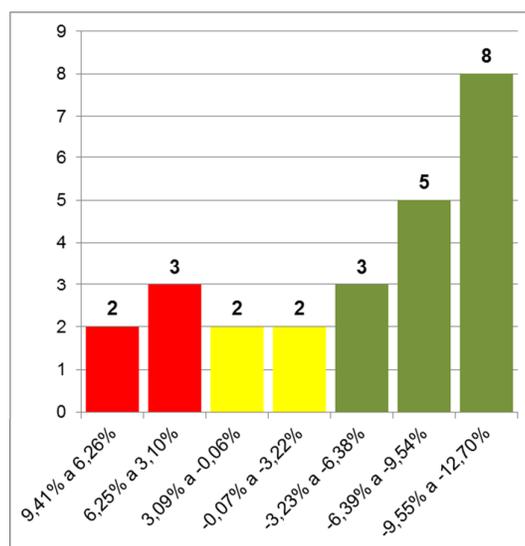


Figura 5.53 – Distribuição dos consumidores conforme os perfis de consumo (faixa: superior a 400 kWh/mês) – quantidade de consumidores versus variação percentual do valor da fatura de energia

Fonte: Elaboração própria

Isso posto, foram cinco os consumidores classificados como não beneficiados (20%) com acréscimo em suas faturas superior a 3,10%, em amarelo quatro consumidores potenciais (16%) na faixa de 3,09% de acréscimo a 3,22% de desconto e por fim, a grande maioria (16 - 64%) se beneficiando com descontos superiores a 3,23%, sendo que, também diferente das outras faixas, a maior concentração (8) está classe de maiores descontos, 9,55% a 12,70%.

Definidos os perfis, foram traçadas as curvas médias mensais, conforme Figura 5.54 (beneficiados), Figura 5.55 (potenciais beneficiados) e Figura 5.56 (não beneficiados).

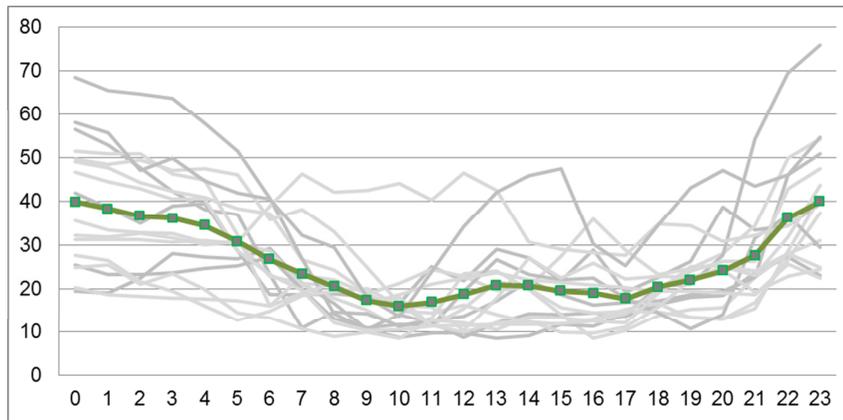


Figura 5.54 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores beneficiados da adesão à tarifa branca (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

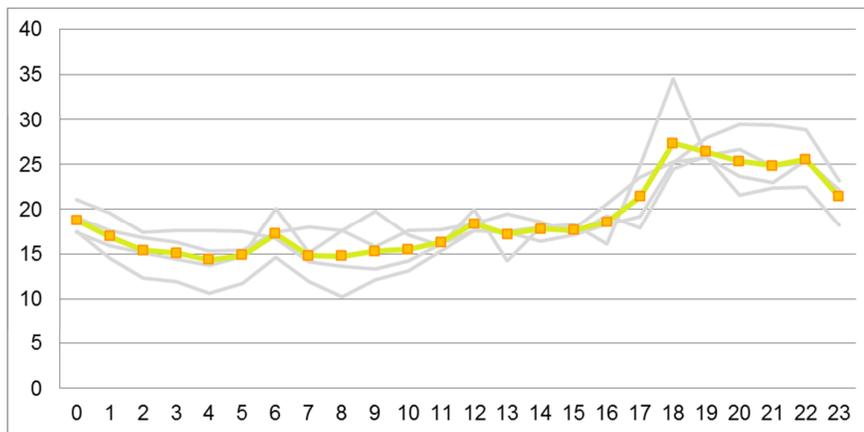


Figura 5.55 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos potenciais beneficiados com a tarifa branca (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

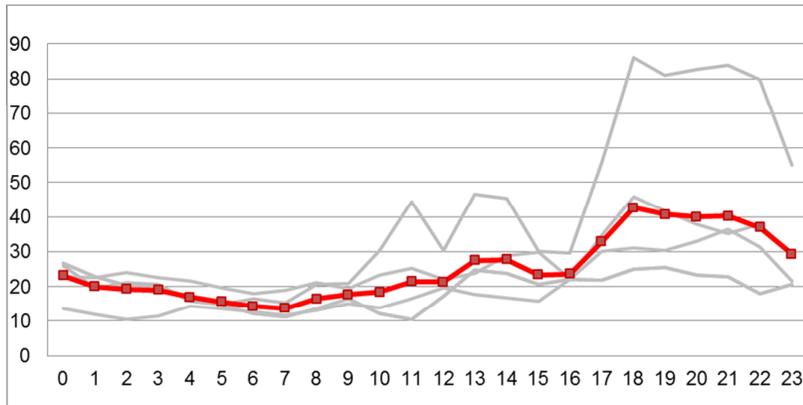


Figura 5.56 – Curva média mensal de carga (kWhxh) dos consumidores não beneficiados com a tarifa branca (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Agrupando as curvas mensais dos três perfis na Figura 5.57, nota-se durante a ponta uma diferença bem mais representativa do consumo do perfil não beneficiado em relação às outras curvas, bem como em relação às outras faixas analisadas, fato explicado pela Figura 5.56, na qual um dos consumidores, de uma amostra de cinco, tem um consumo muito superior aos outros durante o período mencionado, impactando na curva média. Outro ponto a destacar é o comportamento *flat* do perfil beneficiado e seu elevado consumo entre 21h e 8h, sendo até superior ao perfil potencial entre 21h e 22h, horários de energia mais onerosos.

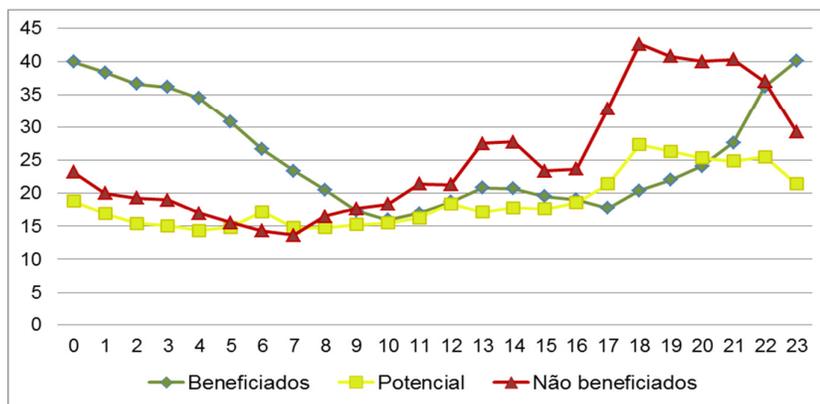


Figura 5.57 – Comparação entre as curvas médias mensais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

Comparando as curvas médias semanais de carga dos três perfis (Figura 5.58) as mesmas análises dos perfis mensais podem ser replicadas.

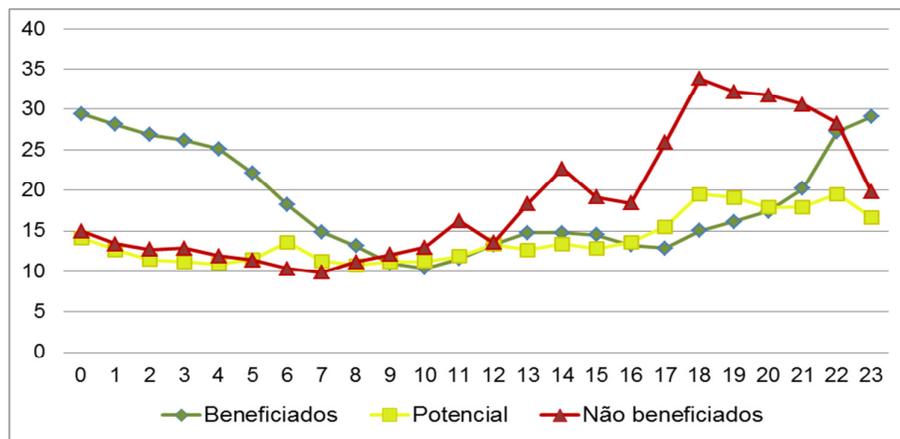


Figura 5.58 – Comparação entre as curvas médias semanais de carga (kWhxh) por perfil (faixa: superior a 400 kWh/mês)

Fonte: Elaboração própria

5.6. Consolidado das faixas analisadas

5.6.1. Maiores e menores beneficiados

Comparando-se lado a lado os perfis médios de carga definidos nas quatro faixas de consumo, conforme Figura 5.59 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, a faixa que contempla a maior proporção de consumidores não beneficiados é a de 221-400 kWh/mês enquanto a faixa de 0-150 kWh/mês é a que menos possui consumidores que não se beneficiariam com a tarifa branca.

Passando para o próximo perfil de potenciais beneficiados, as três faixas de menor consumo possuem a maior proporção de consumidores que podem vir a se beneficiar, caso apliquem outras medidas de GLD, além das analisadas, principalmente no grupo “outros usos”. Apesar de este grupo ser mais representativo na faixa de consumo superior a 400 kWh/mês, o que implica em uma quantidade maior de equipamentos que podem ter seu uso melhor gerenciado, essa faixa de consumo é a que menos possui potenciais beneficiários, porém é a que mais se beneficiaria proporcionalmente da migração para a tarifa branca, com reduções superiores a 3,23% nos preços das faturas de energia. As outras duas faixas de menor consumo também teriam muitos consumidores beneficiados pela migração para a nova estrutura tarifária

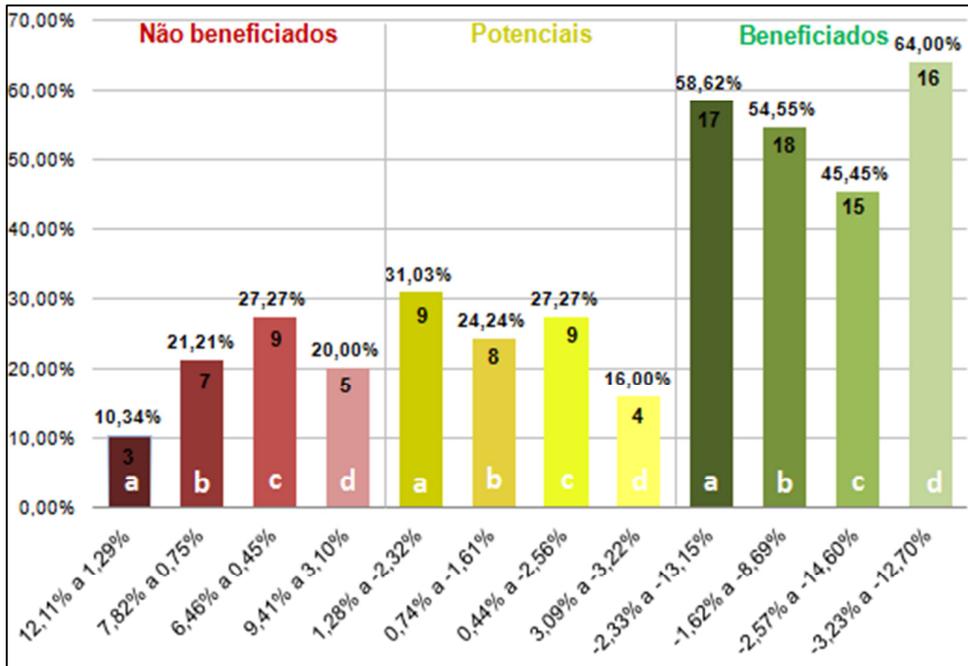


Figura 5.59 - Quantidade de consumidores por perfil por faixa de consumo (da esquerda para direita, faixas: a) “0-150 kWh/mês” até d) “superior a 400 kWh/mês”) – percentual/quantidade de consumidores por faixa de consumo versus variação percentual do valor da fatura de energia

Fonte: Elaboração própria

Deve-se destacar que a faixa de 221-400 kWh/mês é a que menos se beneficiaria da tarifa branca, tanto pela proporção de não beneficiados, conforme já mencionado, como pela quantidade de beneficiados.

5.6.2. Comparação entre as curvas dos perfis traçados

Agrupando-se as curvas dos perfis semelhantes das diferentes faixas, conforme Figura 5.60, Figura 5.61 e Figura 5.62, nota-se um comportamento similar entre as curvas, exceto pelo perfil de beneficiados na faixa de 400 kWh/mês que possui uma tendência crescente a partir das 17h.

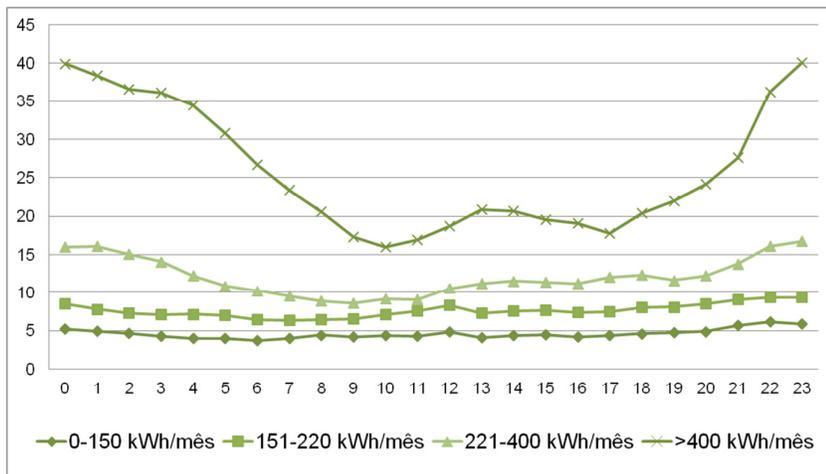


Figura 5.60 – Perfil médio dos consumidores beneficiados com a adoção da tarifa branca por faixa de consumo

Fonte: Elaboração própria

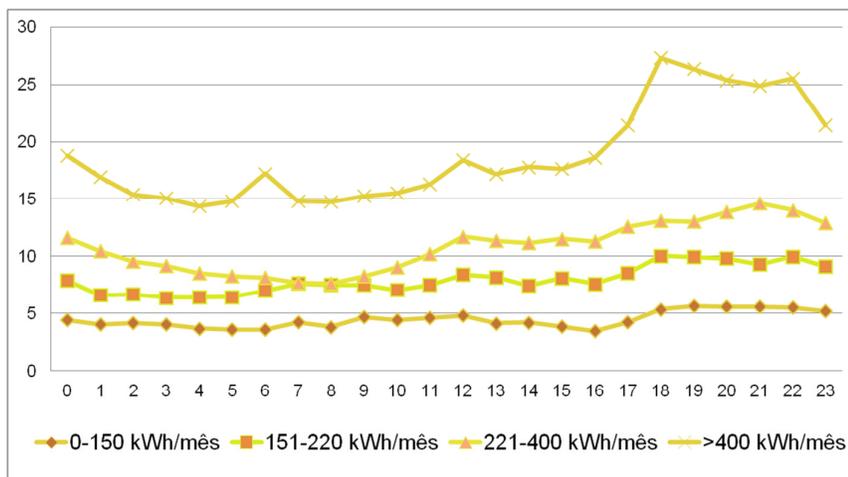


Figura 5.61 - Perfil médio dos consumidores com potencial de se beneficiar com a adoção da tarifa branca por faixa de consumo

Fonte: Elaboração própria

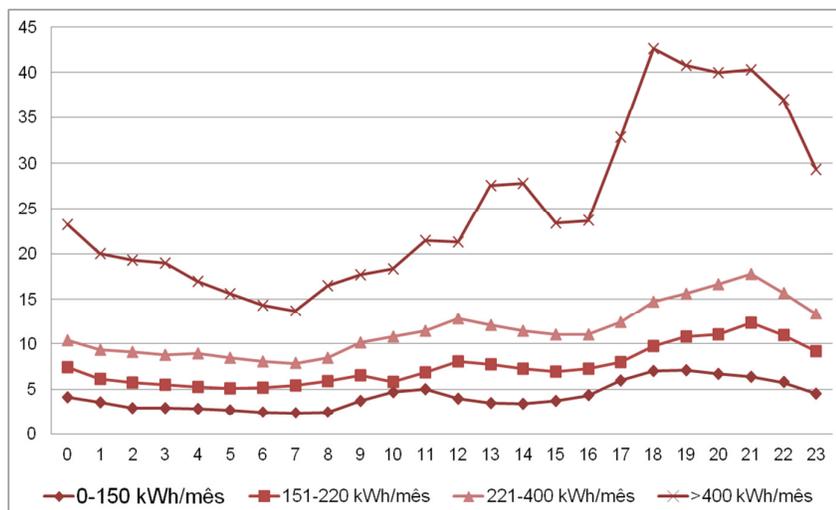


Figura 5.62 – Perfil médio dos consumidores não beneficiados com a adoção da tarifa branca por faixa de consumo

Fonte: Elaboração própria

A provável razão desse comportamento pode ser pela baixa quantidade de medições amostradas e pelo fato da faixa não ter um limite superior, o que torna as medições mais dispersas, conforme pode ser observado no Quadro 5.18 e Quadro 5.19.

Faixa de consumo (kWh/mês)	Consumo médio inicial (Ci) (kWh/mês)	Máximo (kWh/mês)	Mínimo (kWh/mês)	Desvio padrão	Consumo médio final (Cf) (kWh/mês)	Varição (Cf/Ci) (%)
0-150	108,26	149,70	62,31	23,57	98,76	-8,78%
151-220	184,13	213,79	150,55	17,74	164,71	-10,55%
221-400	278,07	391,73	221,46	51,47	250,04	-10,08%
>400	590,44	972,16	416,60	166,92	527,85	-10,60%
TOTAL	276,28	972,16	62,31	191,09	252,04	-8,77%

Quadro 5.18 – Comparação entre o consumo inicial (Ci) e após adoção de medidas de GLD e eficiência energética (Cf) por faixa de consumo

Fonte: Elaboração própria

Outro ponto percebido nos quadros anteriores foi a redução média de 8,77% no consumo de energia, sendo a faixa de maior consumo a responsável pela maior variação: 10,60%. Adentrando as faixas e analisando os respectivos perfis, a menor redução percentual se deu no perfil potencial de 0-150 kWh/mês (8,38%) e maior no perfil de não beneficiados na faixa superior a 400 kWh/mês (14,01%), provavelmente devido aos fatos mencionados no parágrafo anterior.

Pormenorizando ainda mais a análise, o maior desconto obtido foi por um consumidor beneficiado na faixa de 221-400 kWh/mês (37,58%) e a menor redução de consumo foi de um beneficiado da faixa 151-220 kWh/mês (0,03%).

Faixa de consumo (kWh/mês)	Perfil	Consumo médio inicial (Ci) (kWh/mês)	Máximo (kWh/mês)	Mínimo (kWh/mês)	Desvio padrão	Consumo médio final (Cf) (kWh/mês)	Varição (Cf/Ci) (%)	Menor variação (Cf/Ci) (%)	Maior variação (Cf/Ci) (%)
0-150	Beneficiados (17)	110,27	148,87	62,31	28,19	100,59	-8,77%	-3,11%	-26,38%
	Potencial (9)	106,28	136,81	87,98	17,19	97,38	-8,38%	-0,38%	-30,81%
	Não beneficiados (3)	102,11	103,29	101,19	1,08	92,54	-9,37%	-6,44%	-11,64%
151-220	Beneficiados (18)	182,95	213,79	152,03	18,39	164,67	-9,99%	-0,03%	-18,14%
	Potencial (8)	190,52	213,45	150,55	19,74	168,01	-11,81%	-2,92%	-28,04%
	Não beneficiados (7)	179,81	201,21	158,60	13,77	161,04	-10,44%	-6,33%	-16,50%
221-400	Beneficiados (15)	290,25	391,73	221,46	63,33	265,49	-8,53%	-0,43%	-37,58%
	Potencial (9)	259,22	318,06	222,92	35,02	227,90	-12,08%	-3,40%	-22,24%
	Não beneficiados (9)	276,13	367,92	227,18	41,23	246,43	-10,76%	-5,20%	-16,31%
>400	Beneficiados (16)	624,28	950,37	416,69	157,42	559,76	-10,33%	-3,67%	-22,46%
	Potencial (4)	451,01	468,95	416,60	23,84	412,53	-8,53%	-4,42%	-12,40%
	Não beneficiados (5)	602,38	972,16	463,47	221,68	517,98	-14,01%	-9,86%	-27,44%

Quadro 5.19 – Comparação entre o consumo inicial (Ci) e após adoção de medidas de GLD e eficiência energética (Cf) por faixa e perfil de consumo

Fonte: Elaboração própria

6 Conclusões

6.1.Sobre os objetivos

Atendendo ao objetivo principal desse estudo de mestrado, de posse de medições inteligentes e apoio de dados de PPHs, ambos obtidos por meio do projeto de P&D Aneel com participação da concessionária Coelce, conseguiu-se definir curvas médias de carga, denominadas ao longo da dissertação de perfis, para os consumidores beneficiados, potenciais e não beneficiados com a migração para a tarifa branca.

Por meio de consultas bibliográficas foram definidos os valores dos postos da tarifa branca – 0,3538/kWh (fora da ponta), R\$ 0,5943/kWh (intermediário) e R\$ 0,9631/kWh (ponta) –, com relações de proporção um pouco diferentes da literatura, porém, próximas de valores previstos para Coelce em reajustes tarifários realizados pela Aneel e pelo próprio site da agência, ao exemplificar por meio de simulações de preço o funcionamento da tarifa.

Com os preços definidos realizaram-se comparações entre a tarifa convencional e a tarifa branca – prevista inicialmente para ser implantada em 2014, porém sem nova perspectiva até o término dessa dissertação –, e logo, com base na amostra medida, percebeu-se que haverá um desequilíbrio na receita da concessionária.

Em seguida foi iniciada uma análise por faixa de consumo, sendo os consumidores separados em quatro grupos: 0-150 kWh/mês, 151-220 kWh/mês, 221-400 kWh/mês e superior a 400 kWh/mês, totalizando 29, 33, 33 e 25 indivíduos por faixa respectivamente. Em paralelo foram agrupados os equipamentos idênticos medidos e traçadas suas curvas médias de uso, de forma a estudar seu impacto na fatura de energia elétrica.

Com apoio da pesquisa bibliográfica foram definidas ações de gestão pelo lado da demanda (GLD), as quais os consumidores pudessem aplicar a sua realidade. Optou-se por utilizar soluções de modulação de carga, como por exemplo, o deslocamento da máquina de lavar roupas e de costura para horários fora da ponta; de evitar o uso do ar condicionado e do segundo televisor durante os períodos com valor de energia mais oneroso e, medidas de eficiência

energética e de mitigação do desperdício, como a troca de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas, a retirada de equipamentos com *standby* da tomada e a redução de 10% do desperdício no uso da iluminação (lâmpadas acesas desnecessariamente).

Depois de aplicadas as medidas mencionadas para cada unidade consumidora, fez-se uma análise da variação percentual do valor da fatura de energia de cada consumidor, comparando-se o valor anterior à realização das medidas e o valor após, e com isso foram definidas faixas de variação por meio de um histograma.

Com as faixas determinadas foram definidos os três perfis, citados no primeiro parágrafo, e traçadas suas respectivas curvas médias de carga. Ao agruparem-se as três curvas de cada perfil, nota-se a diferença de consumo justamente nos horários mais onerosos, o que de certa forma já era esperado, com os consumidores do perfil “não beneficiados” tendo um uso mais intenso de energia nesse período.

6.2.Sobre os resultados

Após a definição da metodologia e realização das análises dos dados das medições inteligentes foi possível responder aos questionamentos da dissertação.

Logo no início dos estudos foram analisadas situações para verificar o impacto na receita da concessionária devido à migração dos consumidores para a tarifa branca, sem alteração do consumo mensal. Concluiu-se que caso a migração fosse compulsória, com base na amostra de 120 medições, a receita da concessionária seria reduzida em 1,81%. Caso o consumidor pudesse optar por permanecer na tarifa convencional, quando esta fosse mais vantajosa financeiramente, o prejuízo da concessionária aumentaria para 3,06%, atestando que a disponibilização dessa nova estrutura tarifária trará desequilíbrio financeiro para a concessionária.

Buscando o equilíbrio nessa relação de forma a manter a receita igual à obtida pela tarifa convencional, calculou-se o *break-even price* para o posto fora da ponta, chegando ao valor de R\$ 0,3603, frente ao R\$ 0,3538 definido conforme já mencionado. Com esse aumento no preço, os beneficiados pela migração seriam reduzidos de 68,33% da amostra para 42,50%.

Nas análises de variação no preço da fatura de energia em termos do impacto por equipamento foram realizadas duas análises: uma considerando

uma curva de carga mensal (30 dias) – são contemplados todos os dias do mês na média de preço incluindo os finais de semana, período considerado fora da ponta – e a outra considerando uma curva de carga também mensal, porém apenas de segundas às sextas-feiras (22 dias) – sem interferência dos preços aos finais de semana.

Em relação aos equipamentos de funcionamento permanente: geladeira, freezer e bebedouro, na curva de 30 dias, em todas as faixas, há uma economia financeira no uso desses equipamentos (exceto uma ocasião em que o bebedouro teve um leve aumento de 0,36%). Para a segunda curva (22 dias), há um acréscimo para todos.

Quanto aos usos que encareceram na mudança de tarifa, há a televisão e o computador – entre aproximadamente 3% e 10% –, além da categoria “outros usos”, referente a um agrupamento de equipamentos não medidos individualmente.

Focando a análise apenas nos horários de ponta e intermediário da segunda curva (22 dias), a categoria “outros usos” é a que possui os gastos mais representativos nesse intervalo, totalizando 36,39% (R\$ 6,09), na faixa de menor consumo, 28,30% (R\$ 11,74), 37,01% (R\$ 22,07) e 55,55% (R\$ 49,21) nas faixas sucessivas de consumo, ratificando o bom potencial de atuação com medidas de GLD nessa categoria, visando reduções na fatura de energia. Os outros equipamentos que mais impactam na fatura são geladeira e freezer. Em algumas faixas, quando demandados na ponta, o uso do ar condicionado e do chuveiro passam a vigorar entre os usos mais onerosos, porém, no estudo realizado o impacto desses equipamentos não foi tão relevante devido a sua baixa posse.

Atentando agora para as maiores variações de preço quando da migração para tarifa branca, na curva de 30 dias essas ocorreram na faixa de menor consumo, um desconto de 19,59% no uso do ar condicionado e um acréscimo de 12,46% no uso da máquina de costura, enquanto na curva de 22 dias a variação do ar condicionado se repetiu e o maior acréscimo foi atribuído ao chuveiro, 36,91%, na faixa de 221-400 kWh/mês – seu impacto não foi significativo em outras faixas devida à sua baixa posse no Ceará.

Respondendo ao questionamento principal dessa dissertação, atinente aos consumidores que se beneficiariam da adoção da tarifa branca, foram realizadas duas análises:

- a primeira, com foco na análise de sensibilidade quanto à receita da concessionária, consistiu na simples migração do consumidor para a nova estrutura tarifária, sem alteração de consumo, sendo considerado um beneficiado caso sua fatura se tornasse mais módica e, não beneficiado caso contrário. Dos 120 consumidores da amostra, 82 (68,33%) se beneficiariam sem qualquer esforço e a faixa de consumo mais beneficiada seria a de 0-150 kWh/mês, com 23 (79,31%) integrantes. Já as menos beneficiadas seriam as de maior consumo: 221-400 kWh/mês com 21 (63,645%) consumidores e acima de 400 kWh/mês com 16 (64%) consumidores, apesar disso foi desta o maior desconto médio, 2,54% de redução no preço das faturas;
- na segunda análise, além da migração de tarifa foram adotadas medidas de GLD e de eficiência energética, já rememoradas no item anterior, além do enquadramento dos consumidores nos perfis elaborados. Como resultados foram enquadrados no perfil beneficiados 66 (55%) consumidores e a faixa acima de 400 kWh/mês teve 16 consumidores, ou 64% de sua amostra – em números absolutos a faixa de 151-220 kWh/mês teve 18 beneficiados, porém isso representa 54,55% de sua faixa.

Seguindo o mesmo raciocínio, o perfil não-beneficiados totalizou 24 consumidores, 20% da amostra total. A faixa com maior número de não-beneficiados foi a de 221-400 kWh/mês, totalizando nove (27,27% de sua faixa). Na faixa de menor consumo apenas 10,34% da amostra não se beneficiariam com faturas mais baratas.

Os outros 30 consumidores (25%) foram considerados potenciais beneficiários, pois estão próximos ao limite entre obter e não obter desconto em suas faturas, tendo a faixa de 0-150 kWh/mês nove consumidores, ou 31,03% de sua amostra, nessa condição –. Esses consumidores foram classificados como potenciais beneficiários, pois podem vir a obterem vantagens na fatura caso adotem outras medidas de mudanças de hábitos e de uso de seus equipamentos, além das já aplicadas nas análises. Um fato interessante no estudo foi que justamente a faixa de maior consumo, aquela com a maior quantidade de equipamentos, logo, com teoricamente a maior possibilidade de modulação de carga, tem apenas 16% de sua amostra no perfil potencial. Os prováveis motivos para o acontecido foram em virtude da baixa quantidade de

equipamentos medidos individualmente, tornando a categoria “outros usos” muito representativa, com aproximadamente 42% do consumo médio dessa faixa, não possibilitando a seleção de uma gama maior de equipamentos para ações de GLD por não serem conhecidos suas curvas individuais de consumo ao longo do dia.

Cabe ainda registrar a redução média de 8,77% no consumo de energia após aplicação das medidas de GLD e eficiência, sendo a faixa de maior consumo a responsável pela maior variação média, 10,60%. Em geral os consumidores obtiveram reduções no consumo de energia entre 0,03% e 37,58%, este proveniente de consumidor beneficiado na faixa de 221-400 kWh/mês e esse provindo de um não beneficiado da faixa de menor consumo.

Resumindo-se o estudo com base na amostra analisada, sem extrapolar para a composição real do mercado da distribuidora Coelce:

- 55% dos consumidores tenderiam a migrar para a tarifa branca, obtendo descontos de 1,62% a 14,60%;
- 25% teriam potencial para realizar essa mudança (descontos de 3,22% a acréscimos de 3,09% no valor da fatura), dependendo de sua predisposição a adotar novos hábitos de consumo, mitigar desperdícios, elevar a eficiência de seus equipamentos e instalações e gerir com maior atenção o uso da energia elétrica; e
- para 20% das unidades consumidoras a tarifa branca não traria vantagens a suas faturas, com acréscimos variando de 0,45% a 12,11%.

Somando-se os perfis de beneficiados e potenciais beneficiados há 80% de consumidores amostrados em condições de tornarem suas faturas de energia mais baratas. Em relação aos 20% não beneficiados, mesmo permanecendo na estrutura tarifária convencional, podem reduzir seus gastos com energia por meio da adoção de práticas de GLD e eficiência energética, contribuindo com a prática de um comportamento mais sustentável.

Uma impressão deixada pelo estudo foi de que os resultados da migração para a tarifa branca não trariam benefícios imediatos, ou no curto prazo, ao sistema da concessionária, pois muitos consumidores se beneficiariam sem qualquer esforço e sem alterar qualquer hábito. Da forma como está definida a tarifa branca, esta traria prejuízos à concessionária, a não ser que a relação entre a TUSD e o posto fora da ponta seja readequada ou se consiga conciliar o

equilíbrio financeiro da concessionária e dos benefícios imediatos para seu sistema com a migração de consumidores para uma estrutura tarifária que, de alguma forma, incentive a migrar apenas aqueles consumidores que realizarem algum esforço de economia de energia e não apenas pelo fato de obterem um ganho financeiro em sua fatura sem mudar qualquer comportamento.

Outro prejuízo a ser relevado é do custo do medidor inteligente, que seria instalado em uma unidade que terá redução no valor de sua fatura.

Já com uma visão mais de médio e longo prazo, aparentemente as distribuidoras se beneficiariam como uma maior disponibilidade de energia em seu sistema e conseqüentemente a melhoria da segurança elétrica deste. A postergação de gastos com novos investimentos em reforços e ampliações na rede também poderiam ser considerados. Outro ponto positivo, apesar do custo inicial de instalação, seria o simples fato de o medidor inteligente estar instalado, o que permite à distribuidora um contato diferenciado com o consumidor, ofertando serviços diversos e alguns até diferentes do que é praticado atualmente, uma maior praticidade na realização de leituras e detecção de falhas na rede, bem como um leque de novas oportunidades de relacionamento como a comunicação de campanhas e a adesão a essas.

Por fim e em tempo, reforça-se e deixa-se claro que todas essas análises foram realizadas apenas com base na amostra de 125 medições – o mercado da Coelce contempla mais de 2,5 milhões de consumidores residenciais –, que a amostra não foi extrapolada ou representa proporcionalmente a real composição do mercado da concessionária e que a própria pergunta a ser respondida, realizada na introdução, é com foco no ponto de vista do consumidor, por isso da análise e conclusões pelo lado da concessionária ser superficial.

6.3.Recomendações

Pela literatura analisada, o acompanhamento de noticiários e por conversas com outras pessoas, nota-se um *gap* em relação a uma pré-conscientização dos consumidores quanto à tarifa branca e seus benefícios, tanto de caráter individual como para o sistema elétrico, que com sua melhoria acabaria por elevar os índices de eficiência, a confiabilidade e a segurança elétrica. Inicialmente prevista para vigorar em 2014 e adiada (sem nova previsão oficial) com a justificativa de que os medidores inteligentes não haviam sido homologados pelo Inmetro, ou seja, caso não tivesse ocorrido a postergação, qual seria o nível de informação que os consumidores teriam a respeito do

assunto? Não é a simples instalação do medidor eletrônico que tornará a tarifa branca atrativa e viável ao consumidor. É necessário um período de transição para que essa nova opção tarifária possa ser assimilada tanto pela empresa como pelo mercado. Uma pesquisa nesse sentido também se faz necessária.

Em relação ao estudo realizado de forma a torná-lo mais realista e aderente à concessionária, sugere-se o desenvolvimento de novos trabalhos com as seguintes melhorias:

- aumentar a quantidade de equipamentos medidos individualmente de forma a facilitar a verificação de seus impactos e aplicação de medidas de GLD, reduzindo, dentro das possibilidades, a ausência de informações mais específicas do grupo “outros usos”;
- elevar a quantidade de amostras de consumidores realizando uma seleção mais proporcional da amostra em termos da composição do mercado da concessionária, de forma a se conseguir extrapolar os resultados com maior confiança para sua realidade;
- realizar esse mesmo estudo para a concessionária Ampla, pois o projeto de P&D da Aneel contou também com sua participação, logo, há dados que permitem a replicação desse estudo – um diferencial da Ampla seria a maior posse e impacto por parte de chuveiros;

Desenvolver, com base nos perfis de consumo definidos (curvas médias de carga), um *software* de fácil utilização pelo consumidor, de forma que ele compreenda melhor o que é a tarifa branca e consiga analisar se seu perfil de consumo torna a migração para a nova estrutura vantajosa ou não.

Todas as considerações mencionadas podem ser alvo de outros estudos, assim que mais dados a respeito dos projetos piloto forem disponibilizados ou mesmo após a conclusão da implantação dessa nova estrutura tarifária no Brasil.

7

Referências bibliográficas

ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Contribuição ao processo de audiência pública nº. 43/2013 - Regulamentação das disposições comerciais para a aplicação da modalidade tarifária horária branca.** Brasília, 2013.

ALBADI, M. H.; & EL-SAADANY, E. F. **Demand response in electricity markets: an overview.** Department of Electrical and Computer Engineering: University of Waterloo, Waterloo, Canada, 2007.

AMIN, M.; & WOLLENBERG, B. **Toward a Smart grid.** IEEE Power & Energy Magazine, 2005.

AMPLA. **Relatório Final de Projeto de P&D.** Rio de Janeiro, 2013.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos Aneel: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica.** Brasília, abril de 2005.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist: Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações.** Brasília, 2010a.

_____. **Chamada nº. 011/2010 - Projeto estratégico: Programa brasileiro de rede elétrica inteligente.** Brasília, 2010b.

_____. **Resolução Normativa nº. 414/2010: Condições gerais de fornecimento de energia elétrica.** Brasília, 2010c.

_____. **Nota Técnica nº 362/2010: Sinal econômico para baixa tensão.** Brasília, 2010d.

_____. **Sumário Executivo: Ótica do Consumidor.** Brasília, 2010e.

_____. **Nota Técnica n.º 311/2011: Proposta geral da Audiência Pública nº. 120/2010.** Brasília, 17 de novembro de 2011.

_____. **Site Aneel: Bandeiras tarifárias.** 2012. Acesso em 13 de janeiro de 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758>

_____. **Resolução Homologatória nº. 1.516 de 2013.** Brasília, 2013a. Acesso em 22 de janeiro de 2014. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/REH20131516.PDF>.

_____. **Site Aneel: Espaço do consumidor - Tarifa branca.** 2013b. Acesso em 12 de fevereiro de 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781&idPerfil=4>

_____. **Site da Aneel: Atos Regulatórios - Reajuste tarifário.** 2013c. Acesso em 12 de fevereiro de 2014. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/default_aplicacao_reajuste_tarifario.cfm

_____. **Minuta de Resolução Normativa da tarifa branca.** 2013d. Acesso em 10 de fevereiro de 2014. Disponível em: http://www.idec.org.br/uploads/audiencias_documentos/anexos/Minuta_ren_tarifa_branca_AP_43_2013_ANEEL.pdf

_____. **Site da Aneel: Revisão Tarifária Extraordinária.** 2013e. Acesso em 12 de fevereiro de 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=499>

_____. **Site da Aneel: Redução tarifária.** 2013f. Acesso em 7 de janeiro de 2014. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReducaoTarifaria/default_aplicacao_reducao_tarifaria.cfm

_____. **Resolução Homologatória nº. 1.430/2013.** 2013g. Acesso em 20 de fevereiro de 2014. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/atosdodia_ReducacaoTarifaria/atos/REH_1430_24012013_ANEXO_DIR.pdf.

_____. **Site da Aneel: Espaço do consumidor: Tarifa Branca.** 2014a. Acesso em 12 de fevereiro de 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781&idPerfil=4>

_____. **Site da Aneel: Informações técnicas - Tarifas vigentes.** 2014b. Acesso em 12 de fevereiro de 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index.cfm?fuseaction=tarifaAplicada.mostrarFrmValorOrdenado&tipoOrdenacao=sigla&ordenacao=asc&dataVigPesq=24/02/2014&ativaMenu=1>

_____. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret: Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição Submódulo 7.1, rev. 1.4.** Brasília, 2014c.

_____. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret: Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição Submódulo 7.2, rev. 1.2.** Brasília, 2014d.

BASTOS, F. C. **Análise da política de banimento de lâmpadas incandescentes.** Rio de Janeiro, 2011.

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

BRASIL. Governo Federal. **Site do Planalto: Legislação - Medidas Provisórias.** 2012. Acesso em 12 de fevereiro de 2014. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm

_____. **Site do Planalto: Legislação - Leis**. 2013. Acesso em 12 de fevereiro de 2014. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm

BRASSARA, M. **Qualidade: Ferramentas para uma melhoria contínua**. Editora Qualitymark. Rio de Janeiro, 1996.

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

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

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

CHARLES RIVER ASSOCIATES. **Primer on demand-side management with an emphasis on price-responsive programs**. Programas RD EDP. Acesso em 12 de janeiro de 2014. Disponível em: <http://www.worldbank.org>

COELCE. **Site da Coelce**. 2012. Acesso em 10 de fevereiro de 2014. Disponível em https://www.coelce.com.br/media/76176/tarifa_bt_12_jul.pdf

_____. **Demonstrações Financeiras Anuais 2013**. Fortaleza, 2014. Acesso em 20 de março de 2014. Disponível em: http://ri.coelce.com.br/coelce2011/web/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=38260.

COPPE. **Impacto de Programas de Resposta da Demanda em Redes de Distribuição e Transmissão de Rede Elétrica**. Relatório Coppe. Rio de Janeiro.

DELGADO, M. R. **Demand-Side Management Alternatives**. Proceedings of the IEEE, vol. 73, nº. 10, pp. 1471-1488. 1985.

DoE. U.S. Department of Energy. **Benefits of Demand Response in electricity markets and recommendations for achieving them: A report to the United States Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005**. U.S. Department of Energy, 2006. Acesso em 20 de fevereiro de 2014. Disponível em: <http://eetd.lbl.gov>

_____. **2010 Smart grid system report**. 2012. Acesso em 10 de dezembro de 2013. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/2010%20Smart%20Grid%20System%20Report.pdf>

E. BLOUSTEIN SCHOOL OF PLANNING AND PUBLIC POLICY. **Assessment of customer response to real time pricing**. Rutgers - The State University of New Jersey, 2005.

ELETROBRAS PROCEL. **Pesquisa de Posse e Hábitos**. 2007. Acesso em 7 de janeiro de 2014. Disponível em: www.procelinfo.com.br/pph/index.htm

ENERGY & ENVIRONMENTAL ECONOMICS. **A survey of time of use (TOU) pricing and demand-response (DR) programs**. San Francisco, CA, 2005.

ENERGY FUTURE COALITION. **Challenge and Opportunity: Charting a New Energy Future, Appendix A: Working Group Reports**. Relatório do Smart Grid Working Group; Energy Future Coalition. Washington, DC, EUA, 2002.

EPRI. Electric Power Research Institute. **Site EPRI: Smart Grid Resource Center**. 2013. Acesso em 22 de janeiro de 2014. Disponível em: <http://smartgrid.epri.com>.

EU & DoE. European Union, US Department of Energy (Office of Electricity and Energy Reliability). **Assessing Smart Grid Benefits and Impacts: EU and U.S. Initiatives**. Joint Report EC JRC EUA, 2012.

EUROPEAN COMMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS. **Expert Group 1: Functionalities of smart grid and smart meters**. 2010. Acesso em 30 de janeiro de 2014. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf

FARHANGI, H. **The path of the Smart Grid**. Power & Energy Magazine, IEEE, v. 8, nº. 1, p. 18-28. 2010.

FARUQUI, A.; HLEDIK, R.; TSOUKALIS, J. **The Power of Dynamic Pricing**. The Electricity Journal, pp. p. 42-56. 2009

FARUQUI, A. **The Impact of Dynamic Pricing on Low Income Customers**. 2010.

_____. **Dynamic Pricing of Electricity and its Discontents**. 2011.

FERC. Federal Energy Regulatory Commission. **Assessment of Demand Response & Advanced Metering**. 2006.

GELLINGS, C. W. **The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities**. Proceedings of the IEEE, vol. 73(10), p. 1468-1470. 1985.

HERTER, K. **Residential implementation of critical-peak pricing of electricity**. Energy Policy35, pp. 2121-2130. 2007.

IBGE. Instituto Brasileiro de geografia e Estatística. **Site do IBGE**. 2002. Acesso em 20 janeiro de 2014. Disponível em: www.ibge.gov.br/home/estatistica/população/pnad2002.

IEA. International Energy Agency. **Site IEA - Technology Roadmap: Smart Grid**. 2011. Acesso em janeiro de 2014. Disponível em: Acesso 7 de fevereiro de 2014. Disponível em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf

LEVY, B. N. **Influência de Programas de Resposta da Demanda na Rede de Distribuição**. Coppe/UFRJ. Rio de Janeiro, 2013.

NATIONAL ACTION PLAN FOR ENERGY EFFICIENCY. **Customer Incentives for Energy Efficiency Through Electric and Natural Gas Rate Design**. 2009.

Preparado por William Prindle, ICF International, Inc. Disponível em: Acesso 7 de fevereiro de 2014. Disponível em: www.epa.gov/eeactionplan.

..... **Coordination of Energy Efficiency and Demand Response**. 2010. Preparado por Charles Goldman (Lawrence Berkeley National Laboratory), Michael Reid (E Source), Roger Levy, and Alison Silverstein: Disponível em: Acesso 7 de fevereiro de 2014. Disponível em: <http://www.epa.gov/eeactionplan>.

NIST. National Institute of Standards and Technology. **NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards**. 2009. Acesso em 10 de fevereiro de 2014. Disponível em: http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf.

ONTARIO ENERGY BOARD. **Ontario Energy Board Smart Price Pilot**. Relatório Final. 2007.

PARCE. **Site Parce: Smart plug**. 2014. Acesso em 02 de fevereiro de 2014. Disponível em: <http://www.parce.de/>

PAULINO, C. A. **Estudo de tecnologias aplicáveis à automação da medição de energia elétrica residencial visando à minimização de perdas**. São Paulo, 2006

PESSANHA, J.F.M., VELASQUEZ, R. M. G, PASSOS JR. R., MELO, A. C. G., CALDAS, R. P., TANURE, J. E. P. S., SANTOS, P. E. S. **Metodologia e Aplicação do Cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição**. Latin America Power and Gas 2001. Rio de Janeiro, 2001.

PESSANHA, J.F.M, HUANG, J. L. C., PEREIRA L. A. C., PASSOS JR. R, CASTELLANI, V. L. O. **Metodologia e Sistema Computacional para Cálculos das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição**. XXXVI SBPO, Minas Gerais, 2004.

PINHO, J. A. **Calibração de resultados de pesquisas de posses e hábitos pela medição eletrônica de consumo de eletrodomésticos**. Rio de Janeiro, 2013.

PROCEL. **Site Procel Info**. Acesso em 8 de fevereiro de 2014. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7BD2045A1C-2276-425F-B1A2-850A45343C4D%7D>.

PROCTER, R. J. **Integrating Time-Differentiated Rates, Demand Response, and Smart Grid to Manage Power System Costs**. The Electricity Journal. 2013.

SANTOS P. E. et al. **Simulação do impacto da aplicação das tarifas brancas no equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras de energia elétrica**. Rio de Janeiro, 2012.

SHAYESTEH, E.; Yousefi, A.; Daneshvar F.; Parsa, M. M. **An Approach for Improving Spinning Reserve Capacity by Means of Optimal Utilization of DR Program**. IEE International Conference on Power and Energy, pp. p. 153-158. 2008.

VERGARA S. C. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração**. Atlas, 9ª ed. São Paulo, 2007.

YIN, R. K. **Estudo de Caso: planejamento e métodos**. Bookman, 4ª ed. Porto Alegre, 2010.