

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**BIBIANA MAITÊ PETRY FERRAZ**

**PROGRAMA DE RESPOSTA À DEMANDA BASEADO EM  
PREÇOS APLICADO A CONSUMIDORES DE BAIXA  
TENSÃO**

Porto Alegre

2016

**BIBIANA MAITÊ PETRY FERRAZ**

**PROGRAMA DE RESPOSTA À DEMANDA BASEADO EM  
PREÇOS APLICADO A CONSUMIDORES DE BAIXA  
TENSÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia - Sistemas de Potência

ORIENTADOR: Dr. Sérgio Luís Haffner

CO-ORIENTADOR Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Porto Alegre

2016

BIBIANA MAITÊ PETRY FERRAZ

**PROGRAMA DE RESPOSTA À DEMANDA BASEADO EM  
PREÇOS APLICADO A CONSUMIDORES DE BAIXA  
TENSÃO**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS  
Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Coorientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS  
Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Mauro Augusto da Rosa, UFSC  
Doutor pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto - Porto, Portugal

Prof. Dr. José Vicente Canto dos Santos, UNISINOS  
Doutor pela Universidade Estadual de Campinas- Campinas, Brasil.

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS  
Doutor pela Chalmers University of Technology - Göteborg, Suécia

Coordenador do PPGEE: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Valner João Brusamarello

Porto Alegre, setembro de 2016.

## AGRADECIMENTOS

Aos orientadores, Prof. Flávio Antônio Becon Lemos e Prof. Sérgio Luís Haffner, por todo o apoio disponibilizado ao longo do Curso de Mestrado.

Ao meu marido Renato Gonçalves Ferraz pelo carinho, paciência e incondicional apoio em permanecer na Pós-Graduação, com seus conselhos e críticas, estimulando constantemente a busca pela excelência na formação acadêmica.

À minha filha amada, Maria Eduarda, que mesmo tão pequena, entendeu muitas vezes as minhas lágrimas de exaustão, me proporcionando sorrisos e inúmeras alegrias em meio ao caos de uma mãe de primeira viagem.

Aos meus pais, Jorge e Terezinha Petry, e aos meus irmãos, Eduardo e Roger Petry, pela torcida e pelo suporte fundamental com a minha pequena Duda. Especialmente pelos últimos 8 meses que “acampamos” na casa em Novo Hamburgo, para a conclusão do Mestrado.

Ao Prof. Roberto Leborgne, que me recebeu na UFRGS, me incentivando e auxiliando no ingresso como aluna especial do PPGEE.

Aos colegas do Laboratório de Sistemas Elétricos de Potência - LASEP, onde fui muito bem acolhida, pelo companheirismo ao longo dos últimos 3 anos. Em especial à colega e amiga Juliana Klas, pelas risadas, dicas e pelo exemplo que é de mãe e pós-graduanda, que me inspira diariamente.

Às minhas amigas, Lilian Jacobs, Semira Martins, Simone Amaral, Rafaela Cunha e Fernanda Pacheco (*in memoriam*), pelo apoio e entusiasmo para a conclusão de mais esta etapa na minha vida.

Por fim, agradeço à Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica de (CEEE-D) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro e por tornar viável a minha dedicação em tempo integral ao Curso de Pós Graduação.

## RESUMO

O incremento nos padrões de consumo de energia elétrica e o fácil acesso a diversas tecnologias eletroeletrônicas têm contribuído para a superação anual dos índices de consumo de eletricidade. Tendo em vista que esse insumo ainda não é economicamente armazenável em larga escala, se faz necessário manter o equilíbrio em tempo real entre a oferta/demanda mais perdas. Entretanto, a maioria dos consumidores brasileiros atendidos em baixa tensão paga tarifas baseadas nos custos médios, os quais ocultam os efeitos da alta concentração de consumo de eletricidade em determinados horários do dia. Nesse contexto, o presente estudo analisa o impacto que Programas de Resposta à Demanda (PRD), baseado em tarifas com diferenciação horária, exercem sobre o desempenho dos sistemas de distribuição. A metodologia proposta utiliza o conceito de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica, por meio de uma abordagem matricial e permite representar diferentes tipos de consumidores. A partir de uma análise de sensibilidade dos estudos de casos, verificou-se a influência dos parâmetros que compõem as equações do PRD proposto. Para avaliar o desempenho do modelo, foram feitos estudos numéricos usando uma versão modificada do sistema teste IEEE de 34 nós. A análise de sensibilidade entre os estudos de caso apresentou uma avaliação do percentual de adesão dos consumidores, bem como o comportamento das perdas ativas mensais e do perfil de tensão. Os resultados obtidos no presente estudo evidenciam a validade da abordagem proposta, a partir de uma formulação simplificada, além de demonstrar a potencial aplicabilidade a casos reais.

**Palavras-chave:** Resposta de Demanda, Período de Uso, Elasticidade-Preço da Demanda, Consumidores Residenciais.

## ABSTRACT

Power consumption behavior increase and easy access to electroelectronics technologies had contributed to annual power consumption rates surpass. As there is not yet an economically sustainable way to store electric power it is necessary to maintain the balance between offer and power demand (considering losses). Brazilian customers majority supplied in low voltage are charged by its mean power consumption masking peak consumption in certain periods of the day. Within this reality the present work analysis the impact of Demand Response Programs (DRP) using Time-Of-Use tariff (TOU) over the power distribution system's performance. The proposed methodology applies the concept of Price Elasticity demand and uses the representation of different consumers' types in a matrix approach. The DRP parameters' variation impact was checked using a sensitivity analysis. In order to evaluate the performance of the proposed model numerical studies were done using the IEEE 34 modified node test feeder. A sensitivity analysis among the case studies presents the customers adherence percentage and the monthly active power losses and voltage profile. The methodology's results besides supporting the proposal approach from a simplified formulation show the potential use on real cases.

**Keywords:** Demand Response, Time of Use, Price Elasticity Demand, Residential Consumers.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Tipos de alterações possíveis provocadas por PRD na curva de carga. ....	18
Figura 2.2 - Categorias dos programas de resposta à demanda. ....	19
Figura 2.3 - Programas de Resposta à Demanda contextualizados em escala temporal. ....	22
Figura 2.4 - Ilustração da abordagem matricial do comportamento de antecipação do consumo: (a) estrutura da matriz de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica, (b) exemplo de deslocamento de consumo e (c) elucidação da antecipação de consumo em uma curva de carga. ....	30
Figura 2.5 - Ilustração da estrutura da matriz de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica para as seguintes reações dos consumidores: (a) postergação do consumo; (b) consumo flexível; (c) consumo inflexível; (d) consumo otimizado. ....	31
Figura 2.6 - Comportamento da demanda para cada cenário proposto. ....	32
Figura 2.7 - Diferentes funções matemáticas da demanda versus o preço. ....	36
Figura 2.8 - Alterações nas (a) perdas ativas ao longo do dia e (b) no perfil de tensão do horário de ponta. ....	41
Figura 2.9 - Relação das tarifas entre os horários de fora de ponta, intermediário e de ponta. ....	42
Figura 3.1 - Tarifas (sem impostos) homologadas para clientes residenciais. ....	51
Figura 3.2 - Critérios de classificação dos consumidores de energia elétrica. ....	52
Figura 3.3 - Registros de consumo e tarifa do mês de fevereiro entre os anos 2011 e 2015. ....	53
Figura 3.4 - Modelo de demanda de energia elétrica obtido para o setor residencial. ....	56
Figura 3.5 - Estatísticas de uma subestação real: (a) participação das faixas no consumo total; (b) participação das Faixas na quantidade total de clientes. ....	57
Figura 3.6 - Regressão linear para Faixa 1. ....	57
Figura 3.7 - Regressão linear para Faixa 2. ....	57
Figura 3.8 - Regressão linear para Faixa 3. ....	58
Figura 3.9 - Regressão linear para Faixa 4. ....	58
Figura 3.10 - Regressão linear para Faixa 5. ....	58
Figura 3.11 - Curvas de carga típicas de um consumidor da Faixa 1, com consumo mensal de 80 kWh. ....	59
Figura 3.12 - Distribuição do consumo mensal de energia elétrica para a Faixa 1. ....	60
Figura 4.1 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso A. ....	72
Figura 4.2 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso A: (a) sábados; (b) domingos. ....	73
Figura 4.3 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 1 para o Caso A, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana. ....	74
Figura 4.4 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 2 para o Caso A. ....	74

Figura 4.5 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 3 para o Caso A. ....	75
Figura 4.6 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 4 para o Caso A. ....	75
Figura 4.7 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 5 para o Caso A. ....	75
Figura 4.8 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso B.....	77
Figura 4.9 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso B: (a) sábados; (b) domingos. ....	77
Figura 4.10 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 1 para o Caso B, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.....	78
Figura 4.11 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso C.....	80
Figura 4.12 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso C: (a) sábados; (b) domingos. ....	80
Figura 4.13 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 1 para o Caso C, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.....	81
Figura 4.14 - Sistema teste IEEE de 34 nós. ....	82
Figura 4.15 - Perdas ativas do sistema teste IEEE para os dias úteis do Caso B. ....	89
Figura 4.16 - Perdas ativas do sistema teste IEEE para um dia útil do Caso C.....	90
Figura 4.17 - Perdas ativas do sistema teste IEEE para os sábados dos Casos: (a) B e (b) C. ....	90
Figura 4.18 - Perdas ativas do sistema teste IEEE para os domingos dos Casos: (a) B e (b) C. ....	91
Figura 4.19 - Comportamento da tensão às 00h para os estudos de caso.....	92
Figura 4.20 - Comportamento da tensão às 17h para os estudos de caso.....	92
Figura 4.21 - Comportamento da tensão às 19h para os estudos de caso.....	93

## LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - Comportamento da tarifa de energia elétrica nos Programas Baseados em Preço. ....	21
Quadro 2.2 - Caracterização das referências consultadas.....	24
Quadro 2.3 - Elasticidades próprias e cruzadas usadas por Farahani et al. (2012). ....	39
Quadro 2.4 - Elasticidades próprias e cruzadas usadas por Siebert (2013).....	43
Quadro 3.1 - Distribuição do consumo mensal de energia elétrica para todas as faixas.....	60
Quadro 3.2 - Regressões lineares por período do dia e faixas de consumo, dadas em p.u. ....	61
Quadro 3.3 - Elasticidade-própria de cada faixa de consumo e período. ....	63
Quadro 4.1 - Modificações no sistema teste IEEE 34 nós.....	83
Quadro 4.2 - Elasticidades próprias e cruzadas usadas por Farahani et al. (2012), Siebert (2013) e Goulart (2015).....	95

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Erros de ajuste de dados históricos e de previsão da resposta à demanda. ....	39
Tabela 2.2 - Resultados obtidos na abordagem de Siebert (2013). ....	44
Tabela 2.3 - Construção da matriz de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica para o dia útil. ....	45
Tabela 3.1 - Dados de consumo e tarifa de clientes residenciais do RS. ....	54
Tabela 3.2 - Valores base para o cálculo das regressões lineares por faixa. ....	61
Tabela 4.1 - Percentuais de alteração no consumo e faturamento mensal de energia elétrica do consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso A. ....	73
Tabela 4.2 - Percentuais de alteração no consumo mensal de energia elétrica do Caso B. ....	77
Tabela 4.3 - Percentuais de alteração no gasto mensal de energia elétrica do Caso B. ....	78
Tabela 4.4 - Percentuais de alteração no consumo mensal de energia elétrica do Caso C. ....	81
Tabela 4.5 - Percentuais de alteração no gasto mensal de energia elétrica do Caso C. ....	81
Tabela 4.6 - Parâmetros para o cálculo do número de consumidores por Faixa. ....	84
Tabela 4.7 - Alteração de consumo e faturamento para adesão equivalente à 10 % do consumo do sistema teste. ....	85
Tabela 4.8 - Alteração de consumo e faturamento para adesão equivalente à 30 % do consumo do sistema teste. ....	85
Tabela 4.9 - Alteração de consumo e faturamento para adesão equivalente à 100 % do consumo do sistema teste. ....	85
Tabela 4.10 - Alteração das perdas ativas mensais das linhas. ....	89

## LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CAP	<i>Capacity Market Program</i>
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
DLC	<i>Direct Load Control</i>
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DSB	<i>Demand Side Bidding</i>
DSI	<i>Demand Side Integration</i>
DSM	<i>Demand Side Management</i>
EDR	<i>Emergency Demand Response</i>
FCD	Função Composta de Demanda
I/C	<i>Interruptible/Curtailable Service</i>
IBP	<i>Incentive-Based Programs</i>
PBP	<i>Price-Based Programs</i>
PRD	Programa de Resposta à Demanda
RTP	<i>Real-Time Pricing</i>
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
TD	Transformador de Distribuição
TOU	<i>Time-of-Use</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÃO CIENTÍFICA.....	15
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	16
<b>2</b>	<b>GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>17</b>
2.1	PROGRAMAS DE RESPOSTA À DEMANDA .....	17
2.1.1	<b>Classificação.....</b>	<b>19</b>
2.1.2	<b>O Papel da Resposta à Demanda no Sistema Elétrico de Potência .....</b>	<b>21</b>
2.1.3	<b>Principais Benefícios, Custos e Desafios.....</b>	<b>22</b>
2.2	PRINCIPAIS ABORDAGENS CORRELATAS AO PRD PROPOSTO.....	23
2.2.1	<b>Estudo de Scheppe <i>et al.</i> (1988) .....</b>	<b>25</b>
2.2.2	<b>Estudo de Kirschen <i>et al.</i> (2000).....</b>	<b>28</b>
2.2.3	<b>Estudo de Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) .....</b>	<b>32</b>
2.2.4	<b>Estudo de Yousefi, Moghaddam e Majd (2011) .....</b>	<b>36</b>
2.2.5	<b>Estudo de Farahani <i>et al.</i> (2012).....</b>	<b>39</b>
2.2.6	<b>Estudo de Venkatesan, Solanki e Solanki (2012).....</b>	<b>40</b>
2.2.7	<b>Estudo de Levy (2013).....</b>	<b>41</b>
2.2.8	<b>Estudo de Siebert (2013) .....</b>	<b>42</b>
2.2.9	<b>Estudo de Goulart (2015).....</b>	<b>44</b>
2.2.10	<b>Estudos Econométricos Variados.....</b>	<b>46</b>
2.3	REFLEXÕES SOBRE OS ESTUDOS JÁ DESENVOLVIDOS.....	47
<b>3</b>	<b>PROGRAMA DE RESPOSTA À DEMANDA BASEADO EM PREÇOS.....</b>	<b>50</b>
3.1	TARIFA BRANCA .....	50
3.2	MODELAGEM DO CONSUMIDOR .....	51
3.2.1	<b>Regressão Linear - Representando a Demanda por Faixas .....</b>	<b>52</b>
3.2.2	<b>Regressão Linear - Representando a Demanda por Períodos.....</b>	<b>59</b>
3.3	MATRIZ DE ELASTICIDADE-PREÇO .....	61
3.3.1	<b>Elasticidade-Preço Própria da Demanda de Energia Elétrica .....</b>	<b>63</b>
3.3.2	<b>Elasticidade-Preço Cruzada da Demanda de Energia Elétrica .....</b>	<b>64</b>
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	68

<b>4</b>	<b>ESTUDOS DE CASOS E RESULTADOS.....</b>	<b>70</b>
4.1	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS RESPOSTAS À DEMANDA .....	70
4.1.1	Estudo de Caso A.....	70
4.1.2	Estudo de Caso B.....	76
4.1.3	Estudo de Caso C.....	79
4.2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE .....	82
4.2.1	Definição dos de Consumidores Residenciais por TD.....	83
4.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO SISTEMA TESTE.....	84
4.3.1	Análise do Percentual de Adesão .....	85
4.3.2	Análise das Perdas Ativas Mensais.....	89
4.3.3	Análise do Perfil de Tensão .....	91
4.4	PONDERAÇÕES SOBRE OS RESULTADOS OBTIDOS E OS APRESENTADOS NA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	93
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>98</b>
5.1	TRABALHOS FUTUROS.....	99
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>101</b>
	<b>APÊNDICE A - DADOS UTILIZADOS NAS REGRESSÕES LINEARES POR FAIXA DE CONSUMO.....</b>	<b>105</b>
	<b>APÊNDICE B - CURVAS DE CARGA TÍPICAS DAS FAIXAS DE CONSUMO 2 A 5 .....</b>	<b>108</b>
	<b>APÊNDICE C - DADOS UTILIZADOS NAS REGRESSÕES LINEARES POR PERÍODOS .....</b>	<b>110</b>
	<b>APÊNDICE D - MATRIZES DE ELASTICIDADE-PREÇO PARA O CASO B .....</b>	<b>113</b>
	<b>APÊNDICE E - MATRIZES DE ELASTICIDADE-PREÇO PARA O CASO C .....</b>	<b>119</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O incremento nos padrões de consumo de energia elétrica e o fácil acesso a diversas tecnologias eletroeletrônicas têm contribuído para a superação anual dos índices de consumo de eletricidade. O acesso a eletrodomésticos, sistemas de climatização, internet e equipamentos eletrônicos, por exemplo, contribuíram para o aumento de 60 % do consumo de eletricidade per capita das residências brasileiras nos últimos 20 anos (EPE, 2014). Tendo em vista que a energia elétrica ainda não é economicamente armazenável em larga escala, se faz necessário manter o equilíbrio em tempo real entre a oferta/demanda mais perdas. Como consequência, os custos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica variam ao longo do tempo. No entanto, a maioria dos consumidores brasileiros atendidos em baixa tensão paga tarifas baseadas nos custos médios, os quais ocultam os efeitos da alta concentração de consumo de eletricidade em determinados horários do dia, como por exemplo, a oneração das tarifas ou o déficit de recursos energéticos para geração.

Ao longo das últimas três décadas, o setor elétrico brasileiro sofreu importantes transformações impulsionadas pelo movimento mundial de desregulamentação dos serviços de infraestrutura, com deslocamento do Estado do papel de provedor dos serviços públicos para o papel de regulador (SILVA, 2011). A partir da desregulamentação, o setor elétrico nacional iniciou um processo de reforma, marcado por um esforço regulatório da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na edição de resoluções normativas, bem como a estruturação das tarifas de eletricidade. Anteriormente, na década de 80, por meio de uma equalização das tarifas de fornecimento, todos os consumidores da extensão territorial brasileira possuíam o mesmo preço por unidade de kWh para cada nível de tensão. Essa equalização, proposta pelo antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), facilitava a fiscalização, porém provocou sérias crises financeiras no setor elétrico, deteriorando a qualidade do serviço e causando enormes prejuízos para a sociedade. Desta forma, com a desregulamentação, propôs-se a Lei nº 8.631/1993 que determinou que a tarifa fosse fixada pela concessionária, conforme as características da região de concessão. Diversas modificações foram realizadas desde então, até que em 2013, a ANEEL homologou uma opção de tarifa com diferenciação horária para unidades consumidoras de baixa tensão, denominada “tarifa branca”. A regulamentação dessa tarifa, mesmo que opcional, é um importante passo para a mudança nos hábitos dos usuários, já que possibilita melhorar os patamares de demanda da curva de carga, suavizar os gargalos operacionais e postergar os investimentos na expansão do sistema.

Atualmente, para atender à demanda de eletricidade, dois terços da capacidade total de geração do Brasil provêm de hidroelétricas, que estão conectadas ao sistema interligado nacional, o qual opera com mais de 115 mil quilômetros de linhas de transmissão. Entretanto, expandir o sistema elétrico é uma tarefa complexa e onerosa, por causa da dispersão geográfica das fontes de geração e do tempo de execução das obras, além de problemas ecológicos e questões regulatórias, que são, atualmente, as principais causas no atraso das obras, causando uma lacuna entre o crescimento da demanda e a expansão da oferta. Como consequência, o setor elétrico é forçado a desenvolver estudos de expansão com a finalidade de traçar cenários que contemplem o crescimento da demanda, respeitando os critérios técnicos de operação e segurança e a viabilidade econômico-financeira (CAMARGO, 2014). O objetivo da modelagem clássica de problemas de planejamento de expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) é minimizar custos de investimentos e de operação do sistema, satisfazendo um conjunto de restrições físicas, operacionais e financeiras. Tais ações podem envolver altos investimentos e “muitas vezes os recursos disponíveis não são suficientes para realizar todas as ações necessárias em um mesmo período de tempo, tornando-se necessário priorizá-los” (BAQUERO, 2012).

Uma das formas de auxiliar a priorização e adiamento de obras nos planos de expansão do sistema elétrico é a aplicação de Programas de Resposta de Demanda (PRD). Visando estimular mudanças nos padrões de consumo da energia elétrica, os PRD promovem variações no preço da eletricidade ou incentivam financeiramente cortes de demanda em períodos de alto custo de geração, ou quando a confiabilidade do sistema é comprometida (DOE, 2006). As ações de resposta à demanda caracterizam-se por alterações intencionais na curva de carga, efetuadas direta ou indiretamente pelo consumidor, as quais se destinam a modificar o horário e/ou o nível da demanda instantânea, ou ainda o consumo total de energia elétrica (ALBADI; EL-SAADANY, 2008). Dentre as alternativas existentes para induzir as mudanças nos padrões de consumo de energia elétrica, geralmente os PRD são baseados em preços e/ou baseados em incentivos.

O grande desafio para a implementação de resposta à demanda em consumidores residenciais é alinhar os objetivos de muitas famílias, cada uma buscando minimizar os seus pagamentos e maximizar seu nível de conforto, equilibrando-os com o objetivo da concessionária de minimizar o custo da energia elétrica (MHANNA; CHAPMAN; VERBIC, 2016). Silva (2011) ressalta que conhecer o cliente e o seu comportamento possibilita vantagens competitivas, que contribuem de forma virtuosa para o sucesso e perpetuação das concessionárias de eletricidade. Por isso, a análise do comportamento do consumidor vai além

da garantia de suas necessidades e direitos, mas sim, entender suas reações ou respostas a determinados estímulos, as quais variam de acordo com fatores pessoais, ambientais, situacionais e de *marketing* (SILVA, 2011). Analisando de forma individual o hábito do consumidor, a resposta a um preço é não linear e caracteriza-se por um fenômeno complexo que depende das necessidades de cada usuário. Contudo, devido à diversidade de consumidores ligados a uma rede, é possível representar a resposta agregada através de modelos matemáticos simplificados (SCHWEPPE *et al.*, 1988).

Diante do contexto exposto e da revisão bibliográfica realizada (a qual será apresentada no Capítulo 2), em síntese, o problema a ser resolvido nesta dissertação é o desenvolvimento de um método que permita analisar o impacto da resposta à demanda de consumidores residenciais no desempenho de sistemas de distribuição, que considere na sua abordagem as diferentes classes de consumo, bem como a influência do preço da energia elétrica em cada período do dia.

A proposição para a solução do problema supracitado baseia-se no desenvolvimento de um PRD baseado em preços, utilizando a tarifa branca. A resposta à demanda pode ser analisada a partir do conceito de elasticidade-preço, que mensura o quanto os consumidores estão dispostos a modificar a demanda na medida em que o preço muda. Utilizando a formulação matricial para o cálculo da elasticidade-preço proposta por Kirschen *et al.* (2000), torna-se possível equacionar alguns estudos de casos, de acordo com os seus objetivos, de manter o consumo mensal ou o valor total da fatura de eletricidade, por exemplo. A modelagem da resposta de cada classe de consumo, em cada período do dia, foi calculada por meio da obtenção de regressões lineares utilizando o Método dos Mínimos Quadrados. Para avaliar a técnica proposta são realizadas simulações em um sistema teste IEEE modificado, com o auxílio dos programas Matlab<sup>®</sup> e PSL<sup>®</sup>.

## 1.1 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÃO CIENTÍFICA

Esta dissertação objetiva analisar o impacto de um Programa de Resposta à Demanda baseado em preços com diferenciação horária no desempenho da tensão, nas perdas ativas e no deslocamento de consumo de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica. De forma a contribuir no desenvolvimento de uma metodologia para determinar a resposta à demanda, fundamentada no conceito da matriz de elasticidade-preço, esta dissertação possui os seguintes objetivos específicos:

- elaborar uma modelagem dos consumidores residenciais, classificados de acordo com as faixas de consumo e a disponibilidade de reagendar o uso de energia elétrica;
- desenvolver um equacionamento que permita analisar a resposta à demanda visando manter o consumo total ou o gasto mensal com eletricidade;
- estudar a influência dos períodos do dia na construção da matriz elasticidade-preço;
- elaborar uma análise de sensibilidade dos estudos de casos propostos;
- aplicar a metodologia proposta em um sistema teste IEEE;
- realizar a análise de sensibilidade dos estudos de casos no sistema teste;
- verificar o impacto do PRD proposto nos indicadores técnico/econômicos da rede.

## 1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além dos aspectos apresentados nesse Capítulo, esta dissertação está estruturada da seguinte forma:

- no Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica, visando expor o estado da arte sobre o assunto e embasar o entendimento das contribuições do presente estudo. Neste, constam as principais definições, características, generalidades e modelos representativos dos PRD. São formalmente apresentados os coeficientes da matriz de elasticidade-preço da energia elétrica, bem como algumas funções matemáticas que representam o modelo do consumidor. Apresenta-se, por fim, uma reflexão acerca dos principais estudos publicados em âmbito nacional e internacional;
- no Capítulo 3 é apresentado um programa de resposta à demanda baseado em preços aplicado a consumidores de baixa tensão residenciais;
- no Capítulo 4 são apresentados os estudos de caso realizados, bem como a rede teste com a topologia do sistema IEEE 34 nós, além das análises de sensibilidades desenvolvidas;
- no Capítulo 5 constam as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentadas definições, características e generalidades dos Programas de Resposta à Demanda (PRD), bem como seus principais modelos representativos. O conceito de elasticidade-preço da energia elétrica é fundamentado e o comportamento do consumidor residencial é formalmente modelado. Por fim, é apresentada uma reflexão acerca dos principais estudos publicados em âmbito nacional e internacional, os quais contribuíram para a fundamentação teórica desta dissertação.

### 2.1 PROGRAMAS DE RESPOSTA À DEMANDA

Visando estimular mudanças nos padrões de consumo da energia elétrica, os PRD promovem variações no preço da eletricidade ou incentivam financeiramente cortes de demanda em períodos de alto custo de geração, ou quando a confiabilidade do sistema é comprometida (DOE, 2006). As ações de resposta à demanda caracterizam-se por alterações intencionais na curva de carga, efetuadas direta ou indiretamente pelo consumidor, as quais se destinam a alterar o horário e/ou o nível da demanda instantânea, ou ainda o consumo total de energia elétrica (ALBADI; EL-SAADANY, 2008). Essa definição pode ser associada ao conceito de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (do inglês *Demand Side Management*<sup>1</sup> - DSM) e mais recentemente, ao termo Gerenciamento Integrado de Demanda (do inglês *Demand Side Integration* - DSI), cada vez mais factíveis no âmbito das redes inteligentes<sup>2</sup>.

O êxito de um PRD está diretamente relacionado à conduta do consumidor, aliada à tecnologia disponível para efetuar as devidas medições e realizar o controle da demanda de energia elétrica. Por isso, o conceito de redes inteligentes favorece a implantação de um PRD, já que propicia a infraestrutura necessária para maximizar os benefícios das concessionárias e dos consumidores no processo de mudança dos padrões de consumo.

Por meio da aplicação de tarifas com diferenciação horária e/ou de contratos com incentivos financeiros, a concessionária de energia elétrica pode induzir alterações na curva

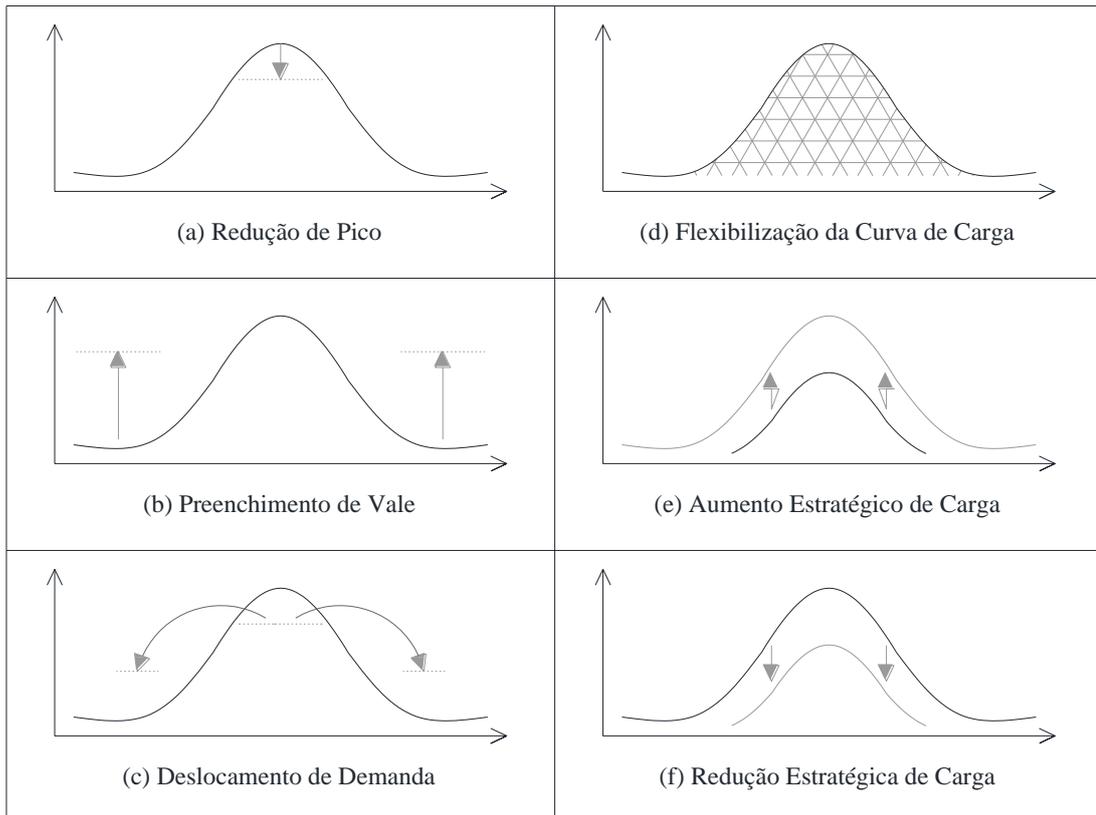
---

<sup>1</sup> O tema abordado nesta dissertação - Resposta à Demanda - possui ampla bibliografia publicada na língua inglesa. Deste modo, optou-se por manter em inglês as diversas expressões e siglas retiradas das publicações consultadas.

<sup>2</sup> O conceito de redes inteligentes está relacionado à abordagem da rede de energia elétrica dotada de tecnologias digitais e recursos computacionais e de comunicação avançados, com o intuito de monitoramento e gerenciamento da eletricidade ao longo da estrutura de transporte e distribuição aos consumidores finais (CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS, 2012).

de carga e melhorar gargalos operacionais. Existem inúmeras mudanças nos padrões de consumo, as quais foram classificadas em seis categorias genéricas de acordo com o horizonte de tempo e objetivo do PRD. Conforme ilustra a Figura 2.1, é possível reduzir a demanda de pico, preencher os períodos de baixo consumo (denominados vales), deslocar a demanda máxima, flexibilizar a curva de carga, aumentar ou reduzir o consumo total.

Figura 2.1 - Tipos de alterações possíveis provocadas por PRD na curva de carga.



Fonte: Adaptado de (ALMEIDA; ROSENFELD, 1988).

As ações ilustradas na Figura 2.1 (a), (b) e (c) visam melhorar o fator de carga das instalações, ou seja, a relação entre a demanda média e a demanda máxima registrada. A redução de pico objetiva subtrair o consumo no horário de grande utilização do sistema, porém estimula o racionamento da energia elétrica. Já o preenchimento dos vales busca aumentar o consumo em períodos de ociosidade do sistema, elevando a demanda média para patamares próximos à demanda máxima registrada. O deslocamento, por sua vez, alia a redução da demanda com o preenchimento dos vales, redistribuindo o consumo ao longo do dia. A flexibilização da curva de carga, ilustrada na Figura 2.1 (d), está relacionada ao conceito de confiabilidade, considerada uma das restrições no planejamento do sistema, onde o consumidor admite eventuais cortes ou redução da qualidade da energia fornecida, em troca de benefícios financeiros (SIEBERT, 2013). Além disso, o objetivo do PRD pode estar ligado

às estratégias de modificação da carga instalada. O aumento da carga, ilustrado na Figura 2.1 (e), é obtido por meio de reduções de tarifas, de substituição de outros energéticos pela eletricidade ou ainda, com a extensão de redes de distribuição para a eletrificação de localidades. Por outro lado, a redução estratégica de carga busca a conservação de energia por meio de ações de eficiência energética, sendo ilustrada na Figura 2.1 (f).

### 2.1.1 Classificação

Dentre as alternativas existentes para induzir as mudanças nos padrões de consumo de energia elétrica, a maioria dos autores classifica os PRDs em dois enfoques: baseado em preços e baseado em incentivos. Outra forma similar, porém menos usual, considera o PRD conduzido pelo sistema (do inglês - *system led*) e conduzido pelo mercado (do inglês - *market led*) (CHUANG *et al.*, 2011 apud INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2003). A Figura 2.2 ilustra todas as subcategorias dos PRDs, as quais são detalhadas a seguir.

Figura 2.2 - Categorias dos programas de resposta à demanda.



Fonte: Adaptado de Moghaddam; Abdollahi; Rashidinejad (2011).

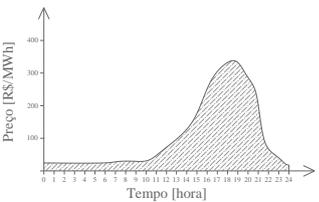
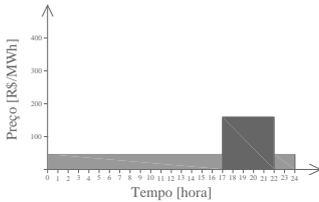
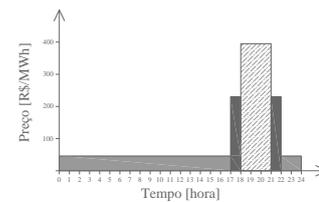
Os Programas Baseados em Incentivos (do inglês *Incentive-Based Programs* - IBP) referem-se às reduções de demanda, efetuadas pelas concessionárias, em horários críticos de operação do sistema elétrico. Para participar, o consumidor firma um contrato com a

distribuidora, a qual estabelece os níveis de corte de demanda a serem praticados mediante a constatação de riscos de confiabilidade ou segurança da operação, ou quando há escassez na oferta e os preços encontram-se muito altos. A adesão e a resposta ao programa são voluntárias, e alguns contratos preveem penalidades caso o consumidor não cumpra com a redução de demanda pré-estabelecida. Essa categoria também é chamada de *system led*, já que a concessionária de eletricidade é quem sinaliza ao consumidor a necessidade de redução ou deslocamento de consumo (CHUANG et al., 2011). Conforme ilustra a Figura 2.2, esses programas são classificados em cinco subcategorias. O Controle Direto de Demanda (DLC) é realizado de forma remota pelo operador da rede de distribuição, desligando determinados equipamentos elétricos (como ar condicionado, por exemplo) em horários críticos de operação. No programa com Interrupção Consentida de Demanda (I/C) é ofertado um desconto na tarifa ou um crédito na fatura de energia elétrica para que o consumidor se disponibilize em reduzir a sua demanda quando solicitado pela concessionária. Caso isso não ocorra, podem ocorrer multas contratuais. A concessionária pode também ofertar no mercado, reduções de demanda para grandes consumidores (DSB). Se o problema for a insuficiência nas reservas energéticas, o programa emergencial (EDR) proporciona pagamentos para clientes reduzirem a demanda. Ainda existe o programa de Cortes para Atender à Capacidade do Sistema (CAP), onde as concessionárias informam aos clientes com 24 horas de antecedência, os cortes necessários na demanda de energia elétrica (ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

Por outro lado, os Programas Baseados em Preços (do inglês *Price-Based Programs* - PBP) correspondem às mudanças nos padrões de consumo em resposta às variações do preço da tarifa de energia elétrica. Para participar, o consumidor opta por uma tarifa com diferenciação horária, podendo reduzir o valor total pago na fatura de eletricidade se consumir em horários de tarifas mais atrativas (os quais apresentam menor valor do kWh). As tarifas aplicadas se diferenciam pela variação no tempo (em função das horas do dia, dos dias da semana ou dos meses do ano), pelo número de componentes (compostas por preços de demanda, de consumo ou ainda, por preços em função das classes consumidoras) e pelo tipo de adesão (voluntária ou impositiva) (SANTOS, 2008 apud SIEBERT, 2013). Alguns autores classificam esta modalidade de PRD como *market led*, afirmando que o usuário responde diretamente ao sinal de preços do mercado, os quais podem variar em tempo real (RTP), por períodos de uso (TOU) ou em horários críticos de operação (CPP). Conforme demonstra o Quadro 2.1, os programas baseados em preços se diferenciam pelo número de tarifas

aplicadas ao longo de 24 horas, bem como o tempo de divulgação prévia desses preços ao usuário.

Quadro 2.1 - Comportamento da tarifa de energia elétrica nos Programas Baseados em Preço.

PRD Propriedade	Tarifação em Tempo Real <i>Real-Time Pricing (RTP)</i>	Tarifação por Tempo de Uso <i>Time-of-Use (TOU)</i>	Tarifação de Ponta <i>Critical Peak Pricing (CPP)</i>
Ilustração da Variação de Preços			
Forma de Variação dos Preços	24 períodos (horária)	Usualmente 2 ou 3 períodos (denominados fora ponta, intermediário e ponta). Existem aplicações com inúmeros períodos, diferenciando as tarifas por dias da semana ou estações do ano.	2 ou 3 períodos
Prazo para Divulgação dos Preços	Usualmente divulgada 24 horas antes. Em alguns casos, a divulgação ocorre horas antes.	Estabelecida anualmente para todos os períodos.	Programa híbrido, onde os preços da ponta acompanham o mercado (análogo ao RTP) e o restante dos preços é divulgado anualmente (análogo a TOU).

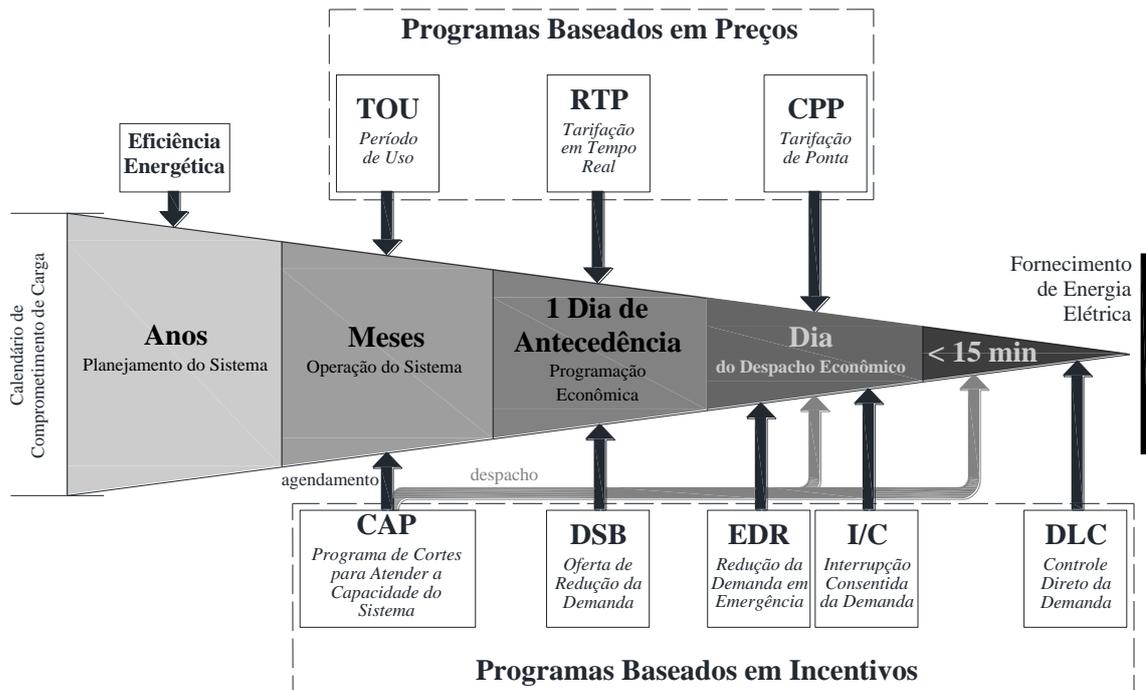
Fonte: A autora (2016).

### 2.1.2 O Papel da Resposta à Demanda no Sistema Elétrico de Potência

A gestão do sistema elétrico de potência é moldada basicamente por duas importantes particularidades da produção de eletricidade. Em primeiro lugar, a energia elétrica ainda não é economicamente armazenável em larga escala, exigindo manter o equilíbrio em tempo real entre a oferta/demanda mais perdas. Em segundo lugar, a indústria energética é intensiva em capital, exigindo projetos complexos, de longo prazo e de alto custo para a expansão do sistema. Dessa maneira, o gerenciamento da energia elétrica é realizado em diversos horizontes de tempo: anos (ou décadas) para planejamento da expansão da geração e transmissão, ou segundos para equilibrar o fornecimento de energia contra as flutuações de demanda. A quantidade de energia comprometida em cada momento diminui à medida que o horizonte de tempo se aproxima ao fornecimento deste insumo. Por exemplo, 70-80% da energia fornecida é muitas vezes comprometida através de contratos firmados meses ou anos antes de ser entregue. A quantidade de energia planejada com um dia de antecedência varia

entre 10 e 25%. Na maioria dos casos, menos de 5% da oferta está empenhada nas últimas duas horas antes de sua entrega (U. S. DEPARTAMENT OF ENERGY, 2006). Por isso, cada PRD possui a sua aplicabilidade no âmbito de sistemas de potência, conforme ilustra a Figura 2.3.

Figura 2.3 - Programas de Resposta à Demanda contextualizados em escala temporal.



Fonte: Adaptado de (CHUANG et al., 2011 apud DOE, 2006)

### 2.1.3 Principais Benefícios, Custos e Desafios

Consumidores e concessionárias de energia elétrica possuem diferentes expectativas em relação aos PRDs. Ao participar de um PRD o consumidor espera, basicamente, uma recompensa financeira. Seja mediante a redução do valor pago em sua fatura de eletricidade ou por contratos de desempenho com metas de redução de demanda incentivadas monetariamente. Por outro lado, as concessionárias de energia elétrica ofertam tarifas diferenciadas de eletricidade, com o objetivo de melhorar a operação do sistema, reduzir as perdas e protelar investimentos necessários para ampliar a capacidade da infraestrutura em horários de ponta. Devido ao efeito cascata, advindo da alteração na curva de carga, indiretamente todos os usuários são beneficiados (participantes ou não do PRD), pois pode ocorrer, por exemplo, a diminuição da vulnerabilidade do sistema, reduzindo o risco de exposição a interrupções no suprimento de energia elétrica (ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

Os PRDs envolvem diferentes tipos de custos. Inicialmente, tanto os usuários quanto as concessionárias necessitam de uma infraestrutura adequada de medição e de gerenciamento da demanda. Além disso, a concessionária deve adequar o seu sistema de faturamento, de acordo com o objetivo do Programa proposto. Siebert (2013) apresenta soluções comerciais de sistemas de gerenciamento de resposta à demanda, as quais executam o planejamento, a otimização e o acompanhamento de PRDs. O sucesso de um PRD depende basicamente da adesão e da educação dos consumidores, necessitando de investimento contínuo na divulgação do programa.

Em relação aos desafios, Kim e Shcherbakova (2011) promovem uma boa reflexão a cerca das barreiras impostas pelos consumidores e pelas concessionárias. Para participar do PRD, o usuário deve:

- 1) entender a proposta do programa, bem como os preços e incentivos ofertados;
- 2) avaliar a necessidade de aquisição de novas tecnologias (como equipamentos, medidores, etc.);
- 3) ter como financiar essas aquisições.

Ao longo do tempo, os consumidores tendem a apresentar uma fadiga na resposta à demanda. Por isso, Kim e Shcherbakova (2011) sugerem que se inicie por tarifas que variam em blocos de horários, como a TOU, até que o usuário se familiarize com o PRD e possa migrar para tarifas mais complexas como o RTP. Outros desafios são mencionados, tais como: a necessidade de investimentos de infraestrutura, a adequação de processos regulatórios, o suporte político e a ampla divulgação. A expansão das redes inteligentes está, em parte, auxiliando na implantação e adoção de PRDs.

## 2.2 PRINCIPAIS ABORDAGENS CORRELATAS AO PRD PROPOSTO

No início do século XX, a busca pela tarifa ideal de comercialização da energia elétrica foi amplamente discutida entre pesquisadores dos campos de engenharia e economia. Com o passar dos anos, a gama de questões energéticas se ampliou, incluindo temas como: previsão de demanda, políticas de preços de energia e eficiência energética (TEMPEST, 1983). Inúmeros debates foram realizados com pesquisadores e empresários, gerando importantes publicações. Dentre elas, destaca-se o estudo “*Electricity Tariffs in Theory and Practice*” (HOUTHAKKER, 1951), a qual considera o uso de tarifas do tipo TOU como forma de melhorar problemas no suprimento de eletricidade no horário de ponta. Embora seja

um tema discutido há algumas décadas, o advento de redes elétricas inteligentes traz novas oportunidades e desafios para o gerenciamento pelo lado da demanda, abrindo uma nova dimensão do planejamento e operação da distribuição de energia elétrica.

Nesse contexto, serão descritas a seguir, as principais abordagens correlatas ao método proposto no presente estudo, as quais se encontram de forma sintetizada no Quadro 2.2.

Quadro 2.2 - Caracterização das referências consultadas.

Características			Referências									*
			A	B	C	D	E	F	G	H	I	
Aplicação	Nacional								X	X	X	X
	Internacional		X	X	X	X	X	X				
Categoria do PRD	Baseado em preços	Período de Uso (TOU)	X		X		X		X	X	X	X
		Tarifação em Tempo Real (RTP)	X	X	X	X		X				
Público-alvo do PRD	Consumidores de baixa tensão	Residenciais						X	X	X	X	X
		Comerciais							X		X	
	Consumidores de média tensão									X		
	Não especificado		X	X	X	X	X					
Técnica de análise	Lógica <i>Fuzzy</i>							X				
	Fluxo de potência ótimo			X						X		
	Otimização por enxame de partículas									X		
	Matriz de elasticidade-preço		X	X	X	X	X	X			X	X
Validação da metodologia	Sistema teste IEEE 24 barras			X								
	Sistema teste IEEE 33 barras								X			
	Sistema real adaptado a 99 barras									X	X	
	Sistema teste IEEE 34 nós											X
	Sistema teste IEEE 8500 nós							X				
	Curva de carga real				X	X	X					
Não especificado		X										
Outras	Análise da inserção de geração distribuída							X		X		

Fonte: A autora (2016).

Nota: Referência A: (SCHWEPPE et al., 1988).  
 Referência B: (KIRSCHEN et al., 2000).  
 Referência C: (MOGHADDAM; ABDOLLAHI; RASHIDINEJAD, 2011).  
 Referência D: (YOUSEFI; MOGHADDAM; MAJD, 2011).  
 Referência E: (FARAHANI et al., 2012).  
 Referência F: (VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012).  
 Referência G: (LEVY, 2013).  
 Referência H: (SIEBERT, 2013).  
 Referência I: (GOULART, 2015).

\* Técnica proposta nessa dissertação.

### 2.2.1 Estudo de Schweppe *et al.* (1988)

Os consumidores de energia elétrica não tem nenhum desejo da energia elétrica por si, mas sim pelos serviços que esta provém (SCHWEPPE *et al.*, 1988). Por isso, a resposta à demanda baseada em preços pode ser realizada em dois modos:

- modificando o uso: se o preço em uma determinada hora é muito alto, é possível reduzir o consumo nessa hora, caso o benefício de usar a eletricidade seja menor que o custo, ou se o preço é muito baixo, é possível aumentar o uso da energia elétrica;
- reagendando o uso: se o preço é alto durante algumas horas do dia e baixo durante outras horas, os consumidores podem reprogramar o uso para que seus desejos sejam satisfeitos, mesmo que em momentos diferentes. Tal reescalonamento impõe custos ou redução dos benefícios recebidos pelo uso da energia elétrica e a quantidade reprogramada depende da diferença de preço.

Analisando de forma individual o hábito do consumidor, a resposta a um preço é um fenômeno complexo que depende das necessidades de cada usuário, caracterizado por uma função não linear (SCHWEPPE *et al.*, 1988). Devido à diversidade de consumidores ligados a uma rede, é possível representar a resposta agregada através de modelos matemáticos. O livro “*Spot Pricing of Electricity*” Schweppe (*et al.*, 1988) apresentam importantes conceitos relacionados à elasticidade-preço, bem como funções matemáticas de resposta à demanda. Com o propósito de determinar a reação dos usuários a partir de variações nas tarifas de energia elétrica, assumem um comportamento racional dos consumidores, os quais irão buscar maximizar os benefícios, adquiridos ao utilizar a energia elétrica, menos os custos com esse insumo. Para isso, a seguinte função objetivo do problema de otimização matemática foi formulada:

$$\text{Max. } B_k [d_k(t)] - d_k(t) p_k(t), \quad (2.1)$$

onde  $B_k [d_k(t)]$  representa o benefício, dado em unidades monetárias, que consumidor  $k$  recebe na hora  $t$  em função do consumo de energia elétrica  $d_k(t)$  na mesma hora, e  $p_k(t)$  corresponde à tarifa de eletricidade paga pelo consumidor  $k$  durante a hora  $t$ , dada em \$/kWh. Ao agregar o benefício de todos os consumidores na hora  $t$ , a expressão (2.1) é dada por:

$$\text{Max. } B[d(t)] - d(t)p(t), \quad (2.2)$$

onde  $B[d(t)]$  representa a função agregada de benefício, a qual considera o benefício de todos os consumidores ao utilizarem a energia elétrica na hora  $t$ . Desta forma, a demanda horária de energia elétrica, dada por  $d(t)$ , é representada pelo somatório da demanda de  $k$  consumidores, conforme:

$$d(t) = \sum_k d_k(t). \quad (2.3)$$

Considerando que a função (2.2) é convexa, a solução do problema irrestrito pode ser obtida aplicando as condições de 1ª ordem, ou seja, fazendo:

$$\frac{\partial \{B[d(t)] - d(t)p(t)\}}{\partial d(t)} = 0, \quad (2.4)$$

resultando em:

$$\frac{\partial B[d(t)]}{\partial d(t)} = p(t). \quad (2.5)$$

Expandindo a função benefício em uma série de Taylor de segunda ordem, obtém-se a seguinte função:

$$B[d(t)] = B_0(t) + p_0(t)[d(t) - d_0(t)] \left\{ 1 + \frac{d(t) - d_0(t)}{2\varepsilon(t)d_0(t)} \right\}, \quad (2.6)$$

onde, para a hora  $t$ ,  $d_0(t)$  corresponde ao valor inicial de consumo em kWh,  $B_0(t)$  representa o benefício quando  $d(t)$  é igual à  $d_0(t)$ , dado em \$,  $p_0(t)$  é o preço inicial da energia elétrica, dado em unidades monetárias/kWh. Neste equacionamento, é aplicado o conceito de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica, representado pelo termo  $\varepsilon(t)$ , o qual mede o quanto os consumidores estão dispostos a modificar a demanda na medida em que o preço da tarifa horária muda (SCHWEPPE et al., 1988b). Esse conceito é fundamental para quantificar os ganhos de um PRD. Rearranjando os termos da expressão (2.6) os autores obtém-se a seguinte função benefício:

$$B[d(t)] = B_0(t) + p_0(t)d(t) - p_0(t)d_0(t) + \frac{p_0(t)d^2(t) - 2p_0(t)d_0(t)d(t) + p_0(t)d_0^2(t)}{2\varepsilon(t)d_0(t)}. \quad (2.7)$$

Derivando a função benefício  $B[d(t)]$ , dada pela expressão (2.7), em função de  $d(t)$ , resulta em:

$$\frac{\partial B[d(t)]}{\partial d(t)} = p_0(t) + \frac{2p_0(t)d(t) - 2p_0(t)d_0(t)}{2\varepsilon(t)d_0(t)}. \quad (2.8)$$

Ao simplificar a expressão (2.8) e combiná-la com o comportamento ótimo do consumidor dado pela expressão (2.5), os autores determinam que a tarifa paga pelo consumidor  $p(t)$  na hora  $t$  será:

$$p(t) = p_0(t) \left\{ 1 + \frac{d(t) - d_0(t)}{\varepsilon(t)d_0(t)} \right\}. \quad (2.9)$$

Por outro lado, isolando o termo  $d(t)$  na expressão (2.9) e reorganizando os termos, a função de resposta será definida conforme:

$$d(t) = d_0(t) \left[ 1 + \frac{\varepsilon(t)[p(t) - p_0(t)]}{p_0(t)} \right]. \quad (2.10)$$

Como consequência, a elasticidade-preço da demanda de energia elétrica pode ser calculada, colocando o termo  $\varepsilon(t)$  em evidência na expressão (2.10), segundo:

$$\varepsilon(t) = \frac{p_0(t)}{d_0(t)} \left( \frac{d(t) - d_0(t)}{p(t) - p_0(t)} \right), \quad (2.11)$$

a qual determina a sensibilidade de variação da demanda de energia elétrica na hora  $t$ , em função da tarifa aplicada também na hora  $t$ . Haja vista que o quociente entre a variação da demanda de energia elétrica,  $d(t)$ , e o preço  $p(t)$  é derivada da função de resposta, a expressão (2.11) pode ser reescrita conforme:

$$\varepsilon(t) = \frac{p_0(t)}{d_0(t)} \frac{\partial d[p(t)]}{\partial p(t)}. \quad (2.12)$$

Ou seja, ambas as grandezas estão relacionadas ao mesmo período de tempo, denominado  $t$ , o que caracteriza a elasticidade dita própria (do inglês, *self-elasticity*).

O estudo proposto apresenta também a elasticidade cruzada (do inglês *cross-elasticity*), a qual permite analisar o potencial de deslocamento de consumo, já que mensura a variação de demanda na hora  $i$  em função do preço na hora  $j$ , conforme:

$$\varepsilon(i, j) = \frac{p_0(j)}{d_0(i)} \frac{\partial d(i)}{\partial p(j)}. \quad (2.13)$$

Além da abordagem linear, os autores propõem modelar a resposta do consumidor segundo uma função de potência. Desta maneira, análoga à expressão (2.6), a função benefício é determinada por:

$$B[d(t)] = B_0(t) + \frac{p_0(t)d(t)}{1 + \varepsilon^{-1}(t)} \left\{ \left( \frac{d(t)}{d_0(t)} \right)^{\varepsilon^{-1}(t)} - 1 \right\}, \quad (2.14)$$

e a função de resposta à demanda, para o modelo da potência, é dada conforme:

$$d[p(t)] = d_0(t) \left[ \frac{p(t)}{p_0(t)} \right]^{\varepsilon(t)}. \quad (2.15)$$

O equacionamento descrito por Schweppe (et al., 1988) serviu de base para importantes estudos como Kirschen *et al.* (2000), Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) e Venkatesan, Solanki e Solanki (2012).

### 2.2.2 Estudo de Kirschen *et al.* (2000)

Denominado “*Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices*”, esse estudo apresenta uma formulação matricial para o cálculo da elasticidade-preço da demanda de energia elétrica, permitindo a construção de cenários de acordo com a reação dos consumidores frente às variações na tarifa.

Primeiramente, os autores consideram que a elasticidade pode ser determinada por:

$$\varepsilon = \frac{\Delta d}{\Delta p}, \quad (2.16)$$

onde  $\varepsilon$  corresponde à elasticidade a partir da variação da demanda de energia elétrica  $\Delta d$  e  $\Delta p$  é a variação do preço. Ressalta-se que para utilizar a expressão (2.16), assume-se que todas as grandezas sejam normalizadas, sendo inseridas em valores por unidade. Logo, reescrevendo (2.16) é possível determinar a resposta de demanda, conforme:

$$\Delta d = \varepsilon \Delta p. \quad (2.17)$$

Ao afirmar que em alguns casos, a mudança de preço de um produto pode afetar a demanda de outro produto, os autores elaboram uma análise de sinais do termo  $\varepsilon$  na expressão (2.17). “Por exemplo, ao aumentar o preço do café poderá reduzir a demanda deste produto, mas poderá aumentar a demanda pelo chá” (KIRSCHEN et al., 2000). Logo, um sinal negativo pode ser atribuído à elasticidade própria, representando o primeiro efeito, e um sinal positivo de elasticidade cruzada para o segundo efeito, conforme:

$$\begin{cases} \Delta d^a = \varepsilon_{aa} \Delta p^a; \varepsilon_{aa} \leq 0 \\ \Delta d^a = \varepsilon_{ab} \Delta p^b; \varepsilon_{ab} \geq 0 \end{cases}, \quad (2.18)$$

onde  $\varepsilon_{aa}$  corresponde à elasticidade própria e  $\varepsilon_{ab}$  à elasticidade cruzada.

Os autores afirmam que se os efeitos recíprocos entre preço e quantidades desses dois produtos são de interesse, então uma matriz de elasticidade pode ser definida:

$$\begin{bmatrix} \Delta d^a \\ \Delta d^b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{aa} & \varepsilon_{ab} \\ \varepsilon_{ba} & \varepsilon_{bb} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta p^a \\ \Delta p^b \end{bmatrix}. \quad (2.19)$$

De forma a determinar a resposta de demanda horária, aplica-se o conceito da Matriz de Elasticidade-Preço (MEP), ampliando a expressão (2.19) para 24 horas, de acordo com:

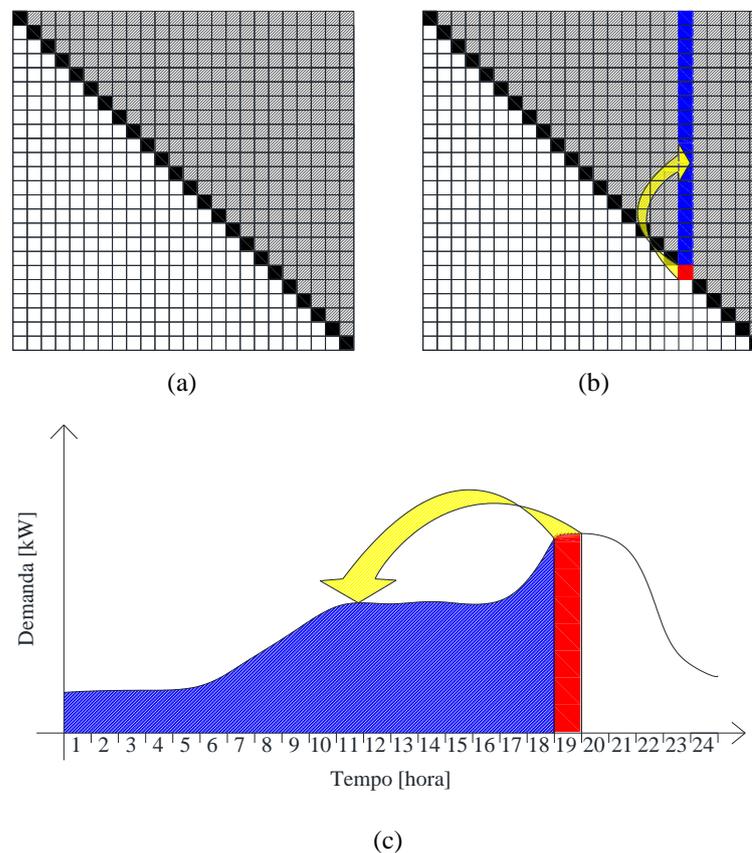
$$\Delta \mathbf{D} = \mathbf{E} \Delta \mathbf{P} \quad (2.20)$$

onde  $\Delta \mathbf{D}$  é um vetor com dimensão  $[24 \times 1]$  e representa a variação total de demanda causada pela variação de preço  $\Delta \mathbf{P}$  ao longo do dia, a partir de seus respectivos coeficientes de elasticidade própria (elementos da diagonal principal da matriz  $\mathbf{E}$  - com dimensões  $[24 \times 24]$ ) e elasticidade cruzada (elementos fora da diagonal principal da matriz  $\mathbf{E}$ ). Os autores observam que as elasticidades cruzadas são diferentes entre si, por isso o elemento  $\varepsilon_{12}$  não pode ser igualado ao elemento  $\varepsilon_{21}$ , por exemplo.

Posteriormente, os autores apresentam algumas manipulações com a matriz  $\mathbf{E}$ , de maneira a produzir determinadas reações dos consumidores. Entende-se que a coluna da

matriz  $E$  indica como a mudança no preço durante um período afeta a demanda de todos os outros períodos. Desta maneira, se os únicos elementos diferentes de zero dessa matriz estiverem localizados acima da diagonal superior (na triangular superior), os consumidores reagem a preços elevados antecipando seu consumo. Por exemplo, o consumo registrado entre as 19h01min e 20h00min pode ser antecipado para o período entre 00h01min e 19h00min. A Figura 2.4 (a) ilustra a estrutura da matriz para o comportamento de antecipação de consumo, onde os elementos em branco possuem valor igual à zero. A Figura 2.4 (b) demonstra um exemplo de deslocamento de consumo, o qual é elucidado na curva de carga da Figura 2.4 (c).

Figura 2.4 - Ilustração da abordagem matricial do comportamento de antecipação do consumo: (a) estrutura da matriz de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica, (b) exemplo de deslocamento de consumo e (c) elucidação da antecipação de consumo em uma curva de carga.

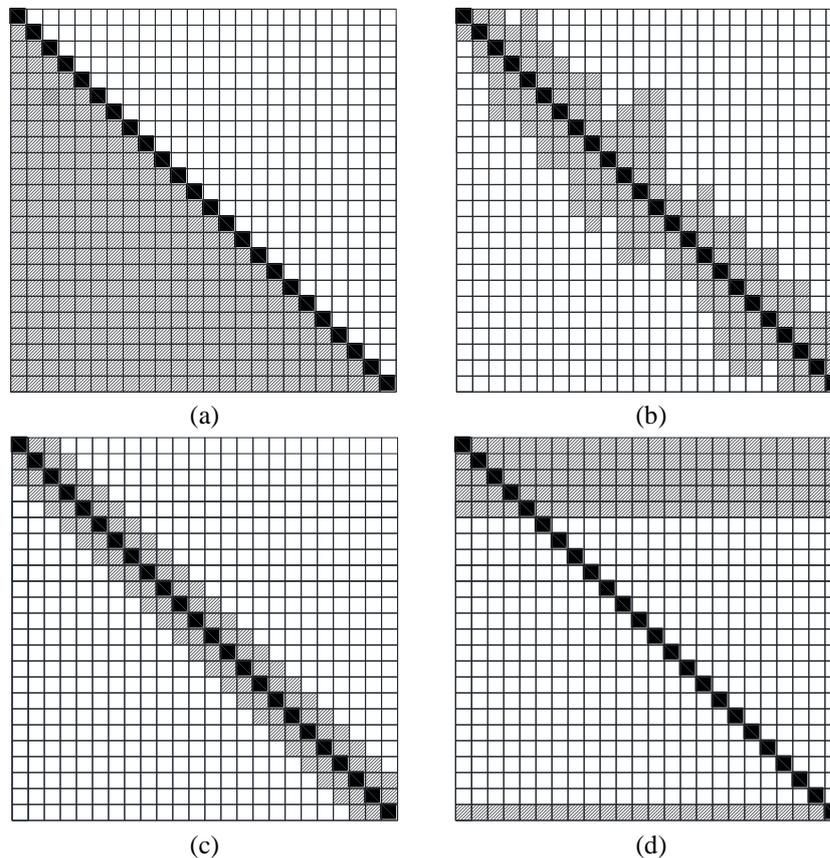


Fonte: A Autora (2016).

Por outro lado, se os elementos diferentes de zero estiverem abaixo da diagonal principal (na triangular inferior), a reação é de postergar o consumo. Já se os consumidores possuírem a disponibilidade de reprogramar o consumo ao longo do dia, os elementos diferentes de zero estarão dispersos ao longo da diagonal principal. Se a flexibilidade é limitada, os elementos diferentes de zero estão próximos à diagonal principal. Alguns consumidores podem decidir tirar proveito dos horários de menor preço da energia elétrica,

consumindo tipicamente nas primeiras horas da manhã. As estruturas das matrizes elasticidade-preço correspondentes a estas quatro reações que estão ilustradas na Figura 2.5.

Figura 2.5 - Ilustração da estrutura da matriz de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica para as seguintes reações dos consumidores: (a) postergação do consumo; (b) consumo flexível; (c) consumo inflexível; (d) consumo otimizado.

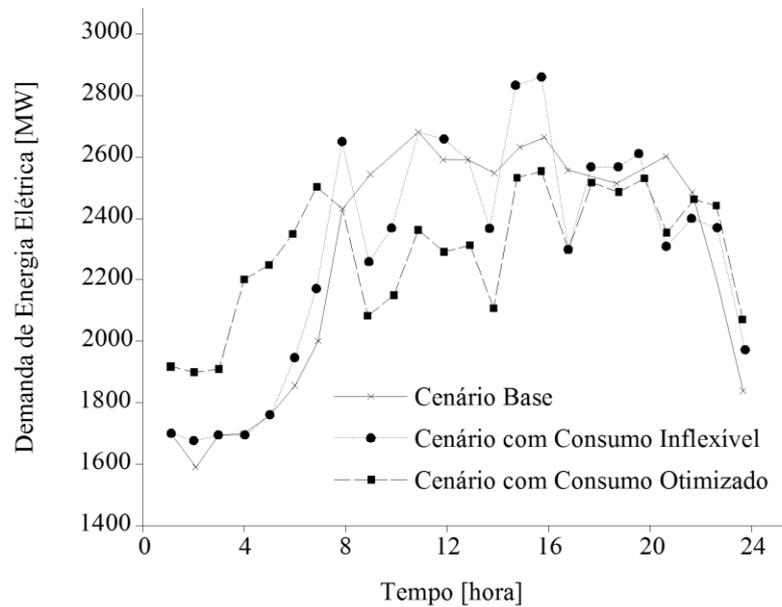


Fonte: Adaptado de Kirschen *et al.* (2000).

Por fim, Kirschen *et al.* (2000) aplicaram o método proposto simulando um sistema teste de 26 geradores, com tarifação em tempo real (RTP). Assumiram as reações de inflexibilidade e de consumo otimizado, ilustrados na Figura 2.5 (d) e (e), respectivamente. Na primeira reação, a matriz  $\mathbf{E}$  possui elementos diferentes de zero para 3 diagonais acima e 3 abaixo, da diagonal principal. Os coeficientes de elasticidade própria para ambos os cenários foram considerados iguais à  $-0,2$ . Os coeficientes de elasticidade cruzada para o primeiro cenário foram igualados à  $0,033$ . Para o segundo cenário, de consumo otimizado, considerou-se a elasticidade cruzada igual à  $0,01$  para os períodos entre 00h01min e 03h00min e entre 16h01min e 00hmin e igual à  $0,025$  para o período entre 03h01min e 07h00min.

A Figura 2.6 ilustra a alteração de demanda ao longo de um dia para os dois cenários propostos.

Figura 2.6 - Comportamento da demanda para cada cenário proposto.



Fonte: Adaptado de Kirschen *et al.* (2000).

Neste exemplo, a economia dos consumidores é aproximadamente 12 % enquanto a redução dos custos de geração é em torno de 2 %.

### 2.2.3 Estudo de Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011)

O estudo “*Flexible Demand Response Programs Modeling in Competitive Electricity Markets*” foi publicado por Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) e apresenta um modelo econômico de resposta à demanda baseada em preços, utilizando conceitos de elasticidade e função de benefício, fundamentados por Schweppe *et al.* (1988). Neste artigo, os autores consideram sua proposta mais realista, uma vez que introduzem o conceito de elasticidade-preço flexível da demanda, a qual deve ser calculada para cada PRD antes e depois da implementação, agregando os valores de incentivo e de penalidades na função benefício dos consumidores. No entanto, tal alteração não será utilizada na proposta desta dissertação, uma vez que Programas de Resposta à Demanda Baseados em Incentivos não serão abordados. A principal contribuição desse artigo está relacionada ao cálculo das elasticidades própria e cruzada, ao incorporar uma função matemática que representa a resposta dos consumidores. Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) afirmam que os dois modelos mais utilizados para representar o preço versus a demanda são: linear e o iso-elástico. No primeiro caso, sabe-se que ao variar o preço  $p(i)$  na hora  $i$ , a demanda de energia elétrica  $d_r(i)$  pode ser determinada segundo uma reta, expressa por:

$$d_r(i) = a_r p(i) + b_r, \quad (2.21)$$

onde  $a_r$  corresponde ao coeficiente angular e  $b_r$  ao coeficiente linear, ambos obtidos através de uma regressão linear. O modelo iso-elástico, por sua vez, consiste no cálculo da demanda de energia elétrica  $d_p(i)$  variando o preço  $p(i)$  na hora  $i$ , segundo a seguinte função potência:

$$d_p(i) = a_p p(i)^{b_p}, \quad (2.22)$$

onde  $a_p$  é uma constante e  $b_p$  um expoente, ambos obtidos a partir de uma regressão não-linear.

Os autores justificam que ambas as funções possuem vasta aplicação e que tipicamente uma delas é selecionada quando existe a necessidade de traçar a curva de demanda em função do preço. Desta forma, não há nenhuma justificativa do porquê escolher uma função e não a outra, haja vista que ambas aplicações são viáveis e apropriadas.

Sendo assim, Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) selecionam um equacionamento linear para a resposta à demanda, como será apresentado a seguir.

A elasticidade própria mensura a variação da demanda de energia elétrica,  $d(i)$ , na hora  $i$  para a variação do preço,  $p(i)$ , na mesma hora é calculada conforme:

$$\varepsilon(i,i) = \frac{p(i)}{d(i)} \frac{\partial d(i)}{\partial p(i)}. \quad (2.23)$$

Substituindo a expressão (2.21) em (2.23) é obtida a elasticidade própria a partir de um comportamento linear, segundo:

$$\varepsilon(i,i) = \frac{p(i)}{a_r \cdot p(i) + b_r} \frac{\partial [a_r p(i) + b_r]}{\partial p(i)} = \frac{a_r p(i)}{a_r p(i) + b_r}. \quad (2.24)$$

Para incorporar o modelo linear de resposta à demanda ao cálculo da elasticidade cruzada, Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) supuseram a tarifa do tipo TOU, com três diferentes preços:  $p(i)$ ,  $p(j)$  e  $p(k)$  para período fora de ponta, intermediário e ponta, respectivamente. Por outro lado, foi fixado um valor máximo que o consumidor paga em sua fatura mensal de eletricidade em unidades monetárias [\$], denominado  $I$ . Quando o preço da eletricidade é igual a  $p(i)$ , o consumo nesse período é denominado  $d(i)$ , assim como nos

períodos  $j$  e  $k$ , o consumo é chamado de  $d(j)$  e  $d(k)$ , respectivamente. Tal explicação pode ser representada pela seguinte expressão:

$$p(i)d(i) + p(j)d(j) + p(k)d(k) = I. \quad (2.25)$$

A demanda de energia elétrica  $d_r(j)$  para a hora  $j$  pode ser determinada por:

$$d(j) = a_r p(j) + b_r, \quad (2.26)$$

e na hora  $k$ :

$$d(k) = a_r p(k) + b_r. \quad (2.27)$$

Substituindo (2.26) e (2.27) na expressão (2.25), resulta em:

$$p(i)d(i) + p(j)[a_r p(j) + b_r] + p(k)[a_r p(k) + b_r] = I. \quad (2.28)$$

Assumido que a elasticidade cruzada mede a variação de demanda de energia elétrica na hora  $i$  para o preço da hora  $j$  e pode ser calculada por:

$$\varepsilon(i, j) = \frac{p(j)}{d(i)} \frac{\partial d(i)}{\partial p(j)}. \quad (2.29)$$

Então, substituindo (2.21) na expressão (2.29), obtém-se:

$$\varepsilon(i, j) = \frac{p(j)}{a_r p(i) + b_r} \frac{\partial d(i)}{\partial p(j)}. \quad (2.30)$$

No entanto, para solucionar a expressão (2.30) é preciso isolar  $d(i)$  na expressão (2.28). Desta maneira, é necessário isolar  $p(i)$  na expressão (2.21) para substituí-lo em (2.28), conforme o seguinte equacionamento:

$$p(i) = \frac{d(i) - b_r}{a_r}. \quad (2.31)$$

Substituindo a expressão (2.31) em (2.28) resulta em:

$$d(i) \left[ \frac{d(i) - b_r}{a_r} \right] + p(j) [a_r p(j) + b_r] + p(k) [a_r p(k) + b_r] = I_{fc}. \quad (2.32)$$

Rearranjando e simplificando a expressão (2.32) tem-se:

$$d(i)^2 - b d(i) + q = 0, \quad (2.33)$$

onde:

$$q = a_r^2 [p(j)^2 + p(k)^2] + a_r b_r [p(j) + p(k)] - a_r I_{fc}. \quad (2.34)$$

As raízes da equação de segundo grau dada pela expressão (2.34) são dadas por:

$$d(i) = \frac{b_r}{2} \pm \frac{1}{2} \left\{ b_r^2 - 4 \left\{ a_r^2 [p(j)^2 + p(k)^2] + a_r b_r [p(j) + p(k)] - a_r I_{fc} \right\} \right\}^{\frac{1}{2}}. \quad (2.35)$$

Para calcular  $\frac{\partial d(i)}{\partial p(j)}$ , Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) utilizaram a

raiz que subtrai o determinante. Logo, derivando  $d(i)$  em relação à  $p(i)$  na expressão (2.35) resulta em:

$$\begin{aligned} \frac{\partial d(i)}{\partial p(j)} &= \left\{ -4 [2a_r^2 p(j) + a_r b_r] \right\} \cdot \\ &\quad \frac{1}{4} \left\{ b_r^2 - 4 \left\{ a_r^2 [p(j)^2 + p(k)^2] + a_r b_r [p(j) + p(k)] - a_r I_{fc} \right\} \right\}^{\left(\frac{-1}{2}\right)} \end{aligned} \quad (2.36)$$

Finalmente, simplificando a expressão (2.36) e substituindo na expressão (2.30) a elasticidade-preço cruzada da demanda de energia elétrica é conforme a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \varepsilon(i, j) &= \frac{p(j)}{a_r p(i) + b_r} \cdot \\ &\quad \frac{-2a_r^2 p(j) - a_r b_r}{\left\{ b_r^2 - 4 \left\{ a_r^2 [p(j)^2 + p(k)^2] + a_r b_r [p(j) + p(k)] - a_r I_{fc} \right\} \right\}^{\frac{1}{2}}} \end{aligned} \quad (2.37)$$

O equacionamento proposto foi testado para diversos tipos de PRD aplicados a uma curva de carga do Irã. Dentre os cenários realizados, o PRD baseado em preços aplica a tarifa

TOU, a qual cobra 40 Rial<sup>3</sup>/kWh, 160 Rial/kWh e 400 Rial/kWh no horário fora de ponta, intermediário e ponta, respectivamente. O caso base leva em consideração uma tarifa única de 160 Rial/kWh. Para modelar a resposta à demanda conforme a expressão (2.21) considerou-se que:

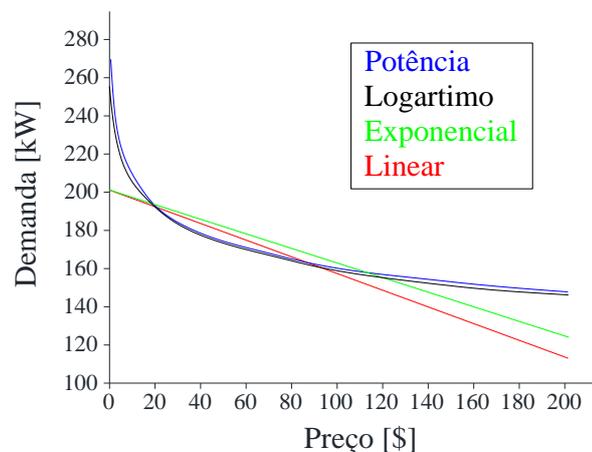
$$d_r(i) = -5p(i) + 10000, \quad (2.38)$$

onde  $d(i)$  corresponde à demanda do consumidor na hora  $i$ , dada em kWh, e  $p(i)$  representa o preço da eletricidade na hora  $i$ , dada em unidades monetárias/kWh. Com 50 % de adesão dos usuários à tarifa proposta, Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) obtiveram uma redução de 5 % na demanda registrado na ponta e 11 % de aumento no consumo total.

#### 2.2.4 Estudo de Yousefi, Moghaddam e Majd (2011)

Com o intuito de representar em uma única expressão matemática divergentes hábitos de consumo de energia elétrica, o artigo nomeado “*Optimal Real Time Pricing in an Agent-Based Retail Market Using a Comprehensive Demand Response Model*” apresenta a Função Composta de Demanda (FCD). Tendo em vista que o comportamento da demanda de energia elétrica versus o preço do insumo pode variar conforme ilustra a Figura 2.7, Yousefi, Moghaddam e Majd (2011) equacionaram em uma expressão única, a resposta à demanda considerando os comportamentos: linear, exponencial, potência e logarítmico.

Figura 2.7 - Diferentes funções matemáticas da demanda versus o preço.



Fonte: Adaptado de Yousefi; Moghaddam; Majd (2011).

<sup>3</sup> Rial é a moeda iraniana.

Além das expressões (2.21) e (2.22) que representam o modelo aproximado por uma reta e por uma função potência, é possível também equacionar para uma função exponencial, conforme:

$$d_{\text{exp}}(i) = a_{\text{exp}} e^{\left[ b_{\text{exp}} \cdot p(i) \right]}, \quad (2.39)$$

e para uma função logarítmica segundo:

$$d_{\text{log}}(i) = a_{\text{log}} \ln \left[ p(i) \right] + b_{\text{log}}, \quad (2.40)$$

onde os coeficientes  $a$  e  $b$  de cada modelo são determinados pelo método dos mínimos quadrados, utilizando os dados históricos de consumo e preços. Desta forma, Yousefi, Moghaddam e Majd (2011) propõem agrupar diferentes respostas por meio da FCD, somando-as e atribuindo pesos, conforme:

$$d(i) = w_r d_r(i) + w_p d_p(i) + w_{\text{log}} d_{\text{log}}(i) + w_{\text{exp}} d_{\text{exp}}(i), \quad (2.41)$$

onde  $w$  indica o peso atribuído ao modelo de resposta à demanda, baseado nos dados históricos de perfil de consumo,  $d_r(i)$ ,  $d_p(i)$ ,  $d_{\text{log}}(i)$  e  $d_{\text{exp}}(i)$  são expressas por (2.21), (2.22), (2.40) e (2.41), respectivamente.

A resposta à demanda de um PRD,  $DR_f(i)$  para cada modelo matemático, ilustrados na Figura 2.6, pode ser determinada por:

$$DR_f(i) = \begin{cases} d_0^r(i) \left\{ 1 + \varepsilon_r(i) \left[ \frac{p(i) - p_0(i)}{p_0(i)} \right] \right\} & \text{se } DR_f(i) = DR_r(i), \\ d_0^p(i) \left[ \frac{p(i)}{p_0(i)} \right]^{\varepsilon_p(i)} & \text{se } DR_f(i) = DR_p(i), \\ d_0^{\text{log}}(i) \left\{ 1 + \varepsilon_{\text{log}}(i) \ln \left[ \frac{p(i)}{p_0(i)} \right] \right\} & \text{se } DR_f(i) = DR_{\text{log}}(i), \\ d_0^{\text{exp}}(i) e^{\left\{ \varepsilon_{\text{exp}}(i) \left[ \frac{p(i) - p_0(i)}{p_0(i)} \right] \right\}} & \text{se } DR_f(i) = DR_{\text{exp}}(i). \end{cases} \quad (2.42)$$

Análoga à expressão (2.41), Yousefi, Moghaddam e Majd (2011) propõem agrupar diferentes respostas expressas por (2.42) através da FCD, somando-as e atribuindo pesos, conforme:

$$DR(i) = w_r DR_r(i) + w_p DR_p(i) + w_{\log} DR_{\log}(i) + w_{\exp} DR_{\exp}(i), \quad (2.43)$$

onde  $w$  indica o peso atribuído ao modelo de resposta à demanda, baseado nos dados históricos de perfil de consumo,  $DR_r(i)$ ,  $DR_p(i)$ ,  $DR_{\log}(i)$  e  $DR_{\exp}(i)$  são expressas por (2.42). Com isso, é possível representar o comportamento de um grupo de usuários com diferentes padrões de curva de carga e hábitos de consumo.

A elasticidade própria depende da demanda de energia elétrica  $d_f(i)$ , na hora  $i$ , para cada função matemática  $f$ , bem como das tarifas, representadas por  $p(i)$ , e pode ser definida conforme:

$$\varepsilon_r(i, i) = \frac{p(i)}{d_f(i)} \frac{\partial d_f(i)}{\partial p(i)}. \quad (2.44)$$

Ao substituir as expressões de resposta à demanda de cada modelo, dadas por (2.42), no termo  $d_f(i)$  da expressão (2.44) e derivar em função de  $p(i)$ , Yousefi, Moghaddam e Majd (2011) determinam a elasticidade própria para cada função matemática, de acordo com:

$$\varepsilon_f(i, i) = \begin{cases} \frac{p_0(i)}{a_r p_0(i) + b_r} b_r & \text{se } \varepsilon_f(i, i) = \varepsilon_r(i, i), \\ b_p & \text{se } \varepsilon_f(i, i) = \varepsilon_p(i, i), \\ \frac{b_{\log}}{a_{\log} + b_{\log} \ln[p_0^{\log}(i)]} & \text{se } \varepsilon_f(i, i) = \varepsilon_{\log}(i, i), \\ p_0^{\exp}(i) b_{\exp} & \text{se } \varepsilon_f(i, i) = \varepsilon_{\exp}(i, i). \end{cases} \quad (2.45)$$

Utilizando perfis de carga típicos de verão e inverno para o mercado Inglês, Yousefi, Moghaddam e Majd (2011) calcularam os ajustes dos dados de cada uma das quatro funções matemáticas (linear, potência, logarítmica e exponencial), expressas por (2.21), (2.22), (2.40) e (2.41), respectivamente, e para a função composta, expressa por (2.41). Após, aplicaram uma tarifa do tipo RTP (do inglês, *real time pricing*) e verificaram a resposta à demanda para as cinco funções matemáticas. A Tabela 2.1 apresenta os resultados obtidos nas simulações e, segundo Yousefi, Moghaddam e Majd (2011), a FCD apresenta o menor percentual de erro de ajuste em relação a cada modelo individual (reta, potência, logaritmo e exponencial), acarretando em uma melhor representatividade de um grupo de consumidores.

Tabela 2.1 - Erros de ajuste de dados históricos e de previsão da resposta à demanda.

Função Matemática	Curva de Carga Típica do Verão		Curva de Carga Típica do Inverno	
	Erro de Ajuste em Relação aos Dados Históricos (%)	Erro de Previsão de Resposta à Demanda (%)	Erro de Ajuste em Relação aos Dados Históricos (%)	Erro de Previsão (%)
Reta	4,2443	10,0396	3,2850	5,2505
Potência	4,2913	9,9451	3,9934	5,7665
Logaritmo	4,2949	9,9649	3,8650	5,6748
Exponencial	4,2476	10,0260	3,3854	5,3129
FCD	3,7215	6,4413	3,1686	4,7409

Fonte: Adaptado de Yousefi; Moghaddam; Majd (2011).

Conforme evidenciado tanto nas funções matemáticas ilustradas na Figura 2.6, quanto nos percentuais de erro listados na Tabela 2.1, com os preços variando entre 20 e 100, implica pouca diferença entre os modelos, exceto a FCD.

### 2.2.5 Estudo de Farahani *et al.* (2012)

No artigo “*Exponential Modeling Evaluation of Time-of-Use Demand Response Programs in Restructured Power Markets*” foi realizada uma aplicação do modelo não linear para avaliar a resposta à demanda dos consumidores ao aderirem à tarifa do tipo TOU. Através do modelo exponencial, elaborado por Schweppe *et al.* (1988) e apresentado no item 2.2.4, os autores simulam cenários tarifários do mercado Iraniano e analisam o potencial do PRD. Para obter a resposta à demanda, Farahani *et al.* (2012) utilizaram as elasticidades, própria e cruzada, provenientes do estudo Aalami; Moghaddam; Yousefi (2010), as quais são listadas no Quadro 2.3. Variando o preço da energia elétrica de 150 Rial/kWh para 20, 80, 300 Rial/kWh para o período fora de ponta, intermediário e ponta, respectivamente, Farahani *et al.* (2012) obtiveram 4,3 % de redução da demanda de ponta e 4,4 % de aumento do consumo total.

Quadro 2.3 - Elasticidades próprias e cruzadas usadas por Farahani et al. (2012).

	Fora Ponta	Intermediário	Ponta
Fora Ponta	-0,1	0,01	0,012
Intermediário	0,01	-0,1	0,016
Ponta	0,012	0,016	-0,1

Fonte: Adaptado de FARAHANI *et al.* (2012).

### 2.2.6 Estudo de Venkatesan, Solanki e Solanki (2012)

Intitulado “*Residential Demand Response Model and Impact on Voltage Profile and Losses of an Electric Distribution Network*”, este estudo americano propõe a redistribuição do consumo ao longo do dia através de PRD aplicado a consumidores de baixa tensão. O setor residencial possui um bom potencial na busca pela mitigação dos impactos provenientes do consumo no horário de pico, no entanto requer uma modelagem apropriada, devido ao comportamento randômico se comparado ao consumidores industriais (VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012). Nesse contexto, os autores propõem classificar os consumidores segundo as seguintes categorias:

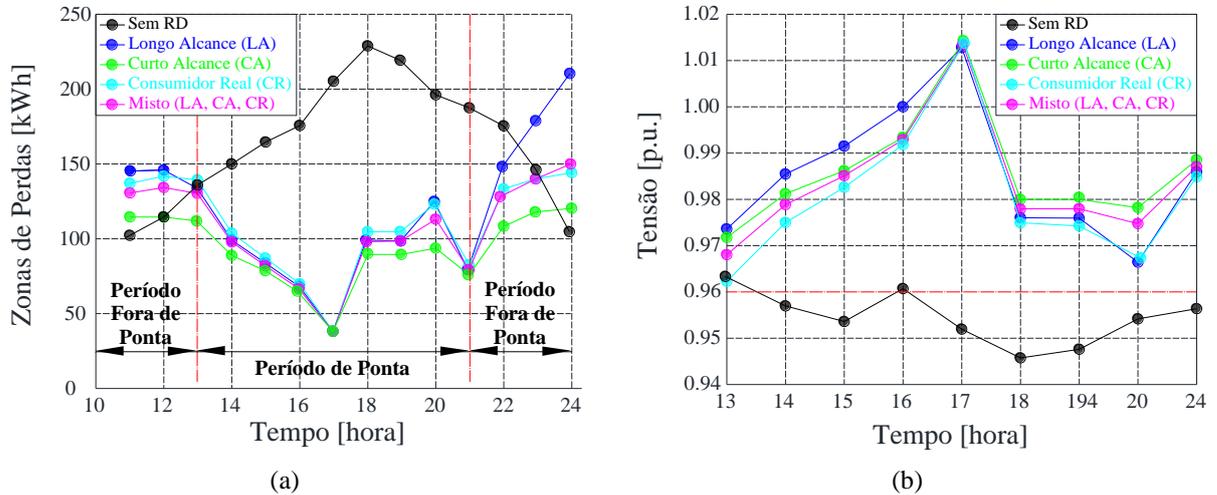
- Grupo 1: Consumidores de Longo Alcance (do inglês, *Long Range Consumers*);
- Grupo 2: Consumidores Reais que Postergam o Consumo (do inglês, *Real World-Postponing Consumer*);
- Grupo 3: Consumidores Reais que Antecipam o Consumo (do inglês, *Real World-Advancing Consumers*);
- Grupo 4: Misto de Consumidores Reais (do inglês, *Real World-Mixed Consumers*);
- Grupo 5: Consumidores de Curto Alcance (do inglês, *Short Range Consumers*).

O Grupo 1 possui a habilidade de deslocar seu consumo em uma ampla faixa de tempo, logo a matriz de elasticidade-preço proposta por (KIRSCHEN et al., 2000) é composta de coeficientes de elasticidade própria e cruzada. O Grupo 2, como o próprio nome diz, é hábil em postergar o consumo. Venkatesan, Solanki e Solanki (2012) estipulam uma janela de deslocamento de consumo de até 5 horas para esse grupo. O Grupo 3, é contrário ao Grupo 2, uma vez que antecipa o consumo em até 5 horas, implicando elementos diferentes de zero acima da diagonal principal (cenário ilustrado pela Figura 2.4 (a)). Já o Grupo 4 é composto de consumidores que antecipam ou postergam o consumo, num período de 5 horas. Por fim, os consumidores de curto alcance, pertencentes ao Grupo 5, respondem apenas ao sinal tarifário no instante de tempo atual, sem analisar a possibilidade de deslocar o consumo para períodos de menor custo. Neste caso, as elasticidades cruzadas serão iguais à zero.

A abordagem proposta foi testada por Venkatesan, Solanki e Solanki (2012) em um sistema teste IEEE de 8500 nós. Foram simulados cinco cenários com os grupos de consumidores propostos, os quais evidenciaram o potencial de redução da demanda no horário de ponta e deslocamento do consumo para horários com a tarifa mais atrativa. A Figura 2.8

apresenta as alterações obtidas por Venkatesan, Solanki e Solanki (2012) nas perdas ativas ao longo do dia, assim como o perfil de tensão no período de ponta.

Figura 2.8 - Alterações nas (a) perdas ativas ao longo do dia e (b) no perfil de tensão do horário de ponta.



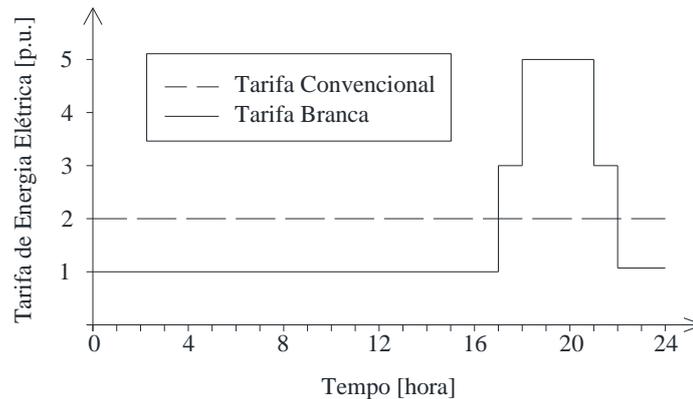
Fonte: Adaptado de Venkatesan, Solanki e Solanki (2012).

Observa-se na Figura 2.7 (a) que os consumidores de longo alcance, além de deslocarem o consumo para horários de baixo preço, consomem o máximo de energia possível nesses períodos, aumentando o montante de energia se comparado aos outros tipos de consumidores, majorando as perdas totais em relação ao caso Base. Por outro lado, consumidores de curto alcance reduzem o seu consumo total, diminuindo as perdas em relação ao caso sem PRD. Na Figura 2.7 (b) ressalta-se a melhoria dos níveis de tensão durante o período de ponta, em relação ao caso Base, para todos os tipos de consumidores.

### 2.2.7 Estudo de Levy (2013)

A dissertação nomeada “Influência de Programas de Resposta da Demanda na Rede de Distribuição” foi elaborada com o objetivo revisar conceitos de PRD, bem como aplicar um programa ao cenário brasileiro. Utilizando a tarifa branca - uma tarifa do tipo TOU aplicada a consumidores atendidos em baixa tensão no Brasil - Levy (2013) ajusta as curvas de carga, de usuários residenciais e comerciais, através de uma lógica *Fuzzy*. Além disso, os consumidores são classificados através das seguintes faixas de renda: baixa (consumo de até 200 kWh/mês), média (entre 200 e 500 kWh/mês) e alta (acima de 500 kWh/mês). A relação de preços adotada entre os horários é ilustrada na Figura 2.9, onde o período fora ponta corresponde à metade do valor da tarifa convencional, o período intermediário é 3 vezes o valor da tarifa branca fora ponta e o período de ponta corresponde à 5 vezes este valor.

Figura 2.9 - Relação das tarifas entre os horários de fora de ponta, intermediário e de ponta.



Fonte: Adaptado de Levy (2013).

Ao aplicar a proposta a um sistema teste de 33 nós, verificou-se que os consumidores mais dispostos a alterarem sua demanda são os de média renda visto que são aqueles que tem uma maior possibilidade em flexibilizar o consumo. Constatou-se a melhoria no nível de tensão durante o horário de ponta e uma redução, por consumidor, de 5,5 kW na demanda em um cenário otimista (que permite até 30 % de redução da demanda), bem como 1,5 kW de redução por consumidor no cenário considerado pessimista (o qual limita em 10 % a redução da demanda).

### 2.2.8 Estudo de Siebert (2013)

A dissertação nomeada “Sistema de Otimização de Resposta à Demanda para Redes Elétricas Inteligentes” aborda um problema de otimização matemática que objetiva selecionar um conjunto ótimo de clientes para participação de um PRD baseado em preços utilizando TOU. Assim como Levy (2013), Siebert (2013) propôs o uso da tarifa branca. “Devido à falta de estudos sobre elasticidade de clientes residenciais frente a tarifas do tipo TOU no Brasil, optou-se por utilizar para fins de simulação dados provenientes da literatura internacional” (SIEBERT, 2013, p. 63). Desta maneira, a modelagem dos consumidores foi baseada nas elasticidades propostas por Aalami Moghaddam e Yousefi (2010) apresentadas no Quadro 2.4, divididas por períodos de intensidade da elasticidade, já que o cliente possui hábitos distintos de consumo e, conseqüentemente, de resposta a um sinal tarifário.

Quadro 2.4 - Elasticidades próprias e cruzadas usadas por Siebert (2013).

	Alta	Média	Baixa
Alta <sup>1</sup>	-0,1	0,016	0,012
Média <sup>2</sup>	0,016	-0,1	0,01
Baixa <sup>3</sup>	0,012	0,01	-0,1

Fonte: Adaptado de Siebert (2013).

Nota: <sup>1</sup> Período entre 00h01min e 09h00min;

<sup>2</sup> Período entre 09h01min e 16h00min e entre 21h01min e 24h00min;

<sup>3</sup> Período entre 16h01min e 21h00min.

Siebert (2013) divide os consumidores em 5 faixas, conforme realizada pela ANEEL e propõe a diferenciação das elasticidades para cada faixa. Deste modo, cria uma diversidade aplicando fatores assumidos como: 0,2; 0,65; 1,10; 1,55 e 2, para multiplicar a matriz de elasticidade de consumidores residenciais da classe de consumo 1, 2, 3, 4 e 5, respectivamente.

Essa ação foi tomada partindo do pressuposto de que clientes com menor consumo de energia possuem em sua residência somente cargas essenciais, ou seja, menos cargas que podem deslocar, o que resulta em respostas distintas de cada grupo de clientes perante um sinal tarifário. Os fatores de multiplicação apresentados foram assumidos de forma impositiva, sendo uma possibilidade de valores. Tais fatores não seriam necessários em caso de disponibilidade de dados que representem o comportamento de clientes residenciais com diferentes características entre si. (SIEBERT, 2013, p. 64).

Tendo em vista que a tarifa do tipo TOU separa 24 horas em 3 períodos, a matriz de elasticidades possui dimensões [3 x 3]. Por isso, Siebert (2013) realiza uma extensão dos dados, construindo uma matriz com dimensões [24 x 24] e adequando as elasticidades à forma horária de uma curva de carga. Deste modo, foi considerado que a variação do preço da energia não possui uma influência cruzada dentro de um mesmo bloco e que a variação da elasticidade cruzada entre blocos ocorre de maneira uniforme, ou seja, divide-se igualmente entre os horários do bloco afetado.

A proposta foi testada utilizando curvas de carga de clientes residenciais e dados de um alimentador de distribuição radial. Siebert (2013) utilizou um fluxo de potência ótimo para minimizar a quantidade de carga a ser deslocada do horário de ponta e perdas, e uma abordagem heurística de otimização binária por enxame de partículas (do inglês, *Binary Particle Swarm Optimization*) para a seleção de clientes. Três estudos de casos foram propostos, os quais variam conforme a meta de redução no fluxo de potência na saída do alimentador: 2 % no Caso A, 5 % no Caso B e 10 % no Caso C. Por meio de processos de otimização heurística, Siebert (2013) deslocou parcialmente o consumo do horário de ponta

(entre às 18h00min e 21h00min), melhorando o carregamento do sistema, reduzindo as perdas técnicas e elevando os níveis tensão, conforme demonstrado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Resultados obtidos na abordagem de Siebert (2013).

Parâmetro	Caso Base	Caso A	Caso B	Caso C
Energia Consumida (dia útil)	109,66 MWh	109,88 MWh	110,25 MWh	110,60 MWh
Perda de Receita (mês)	-	R\$ 17.996,54	R\$ 46.780,29	R\$ 75.279,72
Perdas Diárias (dia útil)	1,6615 %	1,6643 %	1,6688 %	1,6713 %
Perdas no Pico (dia útil)	1,8757 %	1,8285 %	1,7647 %	1,7312 %
$I_s$ Máximo <sup>1</sup> (dia útil)	1,3556 p.u.	1,3312 p.u.	1,3146 p.u.	1,3100 p.u.
Tensão Mínima (dia útil)	0,9698 p.u.	0,9707 p.u.	0,97087 p.u.	0,9709 p.u.

Fonte: Adaptado de Siebert (2013).

Nota: <sup>1</sup> Representa a razão entre a corrente máxima na saída do alimentador e a corrente obtida. Desta forma,  $I_s > 1$  indica horário com sobrecarga.

### 2.2.9 Estudo de Goulart (2015)

Goulart (2015) apresentou sua dissertação chamada “Efeitos de Programas de Resposta à Demanda e da Microgeração nas Redes de Distribuição” a qual busca a representação de possíveis respostas de um grupo determinado de consumidores ao estímulo provocado pela tarifa branca e por um grupo de geração distribuída fotovoltaica, analisando seus impactos elétricos e econômicos. Em sua proposta, utiliza as elasticidades propostas por Aalami, Moghaddam e Yousefi (2010), assim como as matrizes de elasticidade-preço com dimensões [24 x 24] ajustadas por fatores de multiplicação propostos por Siebert (2013). Desta forma, Goulart (2015) analisa o impacto da nova tarifa no consumo residencial, por meio de uma matriz elasticidade-preço, modelada para 24 horas de consumo, a qual é composta por blocos de elasticidade conforme seus patamares de variação, próprio ou cruzado. A Tabela 2.3 ilustra uma das matrizes de elasticidades modelada para 24 horas de consumo.

Tabela 2.3 - Construção da matriz de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica para o dia útil.

		Baixa Elasticidade								Média Elasticidade								Alta Elasticidade					Média Elasticidade			
Horas		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Baixa Elasticidade	0	Diagonal																								
	1		Diagonal																							
	2			Diagonal																						
	3				Diagonal																					
	4					Diagonal																				
	5						Diagonal																			
	6							Diagonal																		
	7								Diagonal																	
	8									Diagonal																
Média Elasticidade	9									Diagonal																
	10										Diagonal															
	11											Diagonal														
	12												Diagonal													
	13													Diagonal												
	14														Diagonal											
	15															Diagonal										
	16																Diagonal									
Alta Elasticidade	17																	Diagonal								
	18																		Diagonal							
	19																			Diagonal						
	20																				Diagonal					
	21																					Diagonal				
Média Elasticidade	22																						Diagonal			
	23																							Diagonal		

Legenda:  e = -0,100  e = -0,100  e = -0,100  e = 0,010  e = 0,012  e = 0,016

Fonte: Adaptado de (GOULART, 2015).

Testado no mesmo sistema proposto por Siebert (2013), Goulart (2015) simulou a aplicação de três valores de tarifa, sendo dois reais, estabelecidos nas Resoluções Homologatórias da ANEEL n.º 1.858/2015 e n.º 1.650/2013, além de um terceiro valor baseado na literatura, semelhante ao usado por Levy (2013) e ilustrado na Figura 2.8. Para cada simulação, Goulart (2015) adotou três cenários: pessimista (com adesão dos consumidores igual à 5 %), realista (adesão de 30 %) e otimista (adesão de 60 %), os quais se assemelham aos PRDs canadenses e franceses. Aplicando a alteração de comportamento na curva de carga dos dias úteis, frente a aplicação da tarifa branca de 2015 (simulação 1), Goulart (2015) obteve reduções no horário de ponta iguais a 0,6 %, 3,5 % e 6,9 % para os cenários 1, 2 e 3, respectivamente. Em relação à conformidade do sistema, no cenário

pessimista ocorreu um ligeiro aumento no valor da tensão na barra 75 de 0,9558 p.u. para 0,9561 p.u.. No cenário 2, este valor aumenta para 0,9578 p.u., atingindo no cenário 3, 0,9597 p.u.. Ao analisar a curva horária de perdas ativas, notou-se também a redução dos valores nos horários de ponta. Goulart (2015) concluiu que a tarifa convencional se mostra mais rentável para as classes 1 e 2. Isso se deu devido à baixa elasticidade que as classes 1 e 2 possuem para modular suas cargas, uma vez que seu consumo é composto de cargas constantes e essenciais. Por fim, Goulart (2015) apresentou uma análise do faturamento mensal, comprovando que no cenário otimista, a redução da receita obtida foi de 0,37 % se comparada com a receita decorrente da tarifa convencional.

### 2.2.10 Estudos Económétricos Variados

Ao longo da revisão bibliográfica realizada, foram encontrados inúmeros estudos de sensibilidade da resposta à demanda de energia elétrica ao variar não só o preço do insumo, mas a renda dos consumidores, o preço de outros combustíveis, etc. Nesse contexto, foram incluídas na presente dissertação, duas abordagens clássicas no âmbito nacional, envolvendo a análise da elasticidade-preço e da elasticidade-renda de consumidores residenciais.

A primeira abordagem analisa a evolução do consumo residencial de energia elétrica no Brasil no período 1963 a 1995 e estima a elasticidade-renda e elasticidade-preço da sua demanda agregada. Modiano (1984) representa a demanda de energia elétrica por meio da seguinte expressão:

$$\log(d) = a_0 + a_1 \log(y) + a_2 \log(p), \quad (2.46)$$

onde  $d$  denota a demanda por energia elétrica,  $y$  a renda real da economia e  $p$  a tarifa média real para a classe residencial. Neste caso,  $a_1 > 0$  e  $a_2 < 0$ , os quais medem, respectivamente, a elasticidade-renda e elasticidade-preço da classe em questão.

A segunda abordagem realizada por Andrade e Lobão (1997), de certa forma, atualiza o estudo feito por Modiano (1984), uma vez que considera que o consumo de eletricidade é influenciado por três variáveis fundamentais: a tarifa cobrada pela concessionária, a renda familiar (com base no PIB per capita) e o estoque domiciliar de aparelhos (aquecimento e refrigeração). Teoricamente, espera-se que o consumo reaja negativamente aos aumentos de tarifa e positivamente aos aumentos de renda e aparelhos (ou temperatura), conforme a seguinte função não linear:

$$d(t) = k_1 p^\alpha(t) y^\beta(t) el^\delta(t), \quad (2.47)$$

onde  $d(t)$  corresponde à demanda de energia elétrica residencial ao longo do tempo  $t$ ,  $p(t)$  é a tarifa residencial do insumo,  $y(t)$  representa a renda familiar e  $el(t)$ , o estoque domiciliar de aparelhos ao longo do tempo  $t$ . A elasticidade da demanda residencial de energia elétrica com relação ao preço de energia elétrica corresponde à  $\alpha$  e a elasticidade-renda corresponde à  $\beta$  e elasticidade que relaciona demanda e preço dos eletrodomésticos é chamada de  $\delta$ .

### 2.3 REFLEXÕES SOBRE OS ESTUDOS JÁ DESENVOLVIDOS

Esta subseção objetiva exclusivamente identificar e ponderar as particularidades dos estudos apresentados na revisão bibliográfica, os quais foram fundamentais para estruturar o método proposto.

Em relação ao estudo desenvolvido por Kirschen *et al.* (2000), a principal contribuição para o método proposto na presente dissertação consiste na construção da matriz elasticidade-preço e suas manipulações que reproduzem a resposta à demanda dos consumidores. Entretanto, as simulações apresentadas não demonstram claramente o cálculo da elasticidade-preço da demanda de energia elétrica, embora tais dados sirvam de base para a determinação das elasticidades dos estudos publicados por Aalami, Moghaddam e Yousefi (2010), Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011), Farahani *et al.* (2012), bem como Siebert (2013) e Goulart (2015).

No estudo de Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011), a principal contribuição consiste no cálculo da elasticidade cruzada, considerando o modelo de resposta à demanda representado por uma reta. Para isso, os autores assumem a variável  $I$ , da expressão (2.27) como o valor máximo de pagamento da fatura mensal de eletricidade. No entanto, os autores não diferenciam o valor de  $I$  entre os consumidores, assumindo-o como um termo constante. Por outro lado, Siebert (2013) cria uma diferenciação entre os valores de elasticidade adotados para cada classe de consumidor, todavia, adota fatores de multiplicação, os quais foram determinados de forma impositiva.

Em relação aos valores da tarifa TOU para o mercado Iraniano, Yousefi, Moghaddam e Majd (2011) consideram 40, 160 e 400 Rial/kWh para os preços da eletricidade nos horários fora de ponta, intermediário e ponta, respectivamente. Ao analisar a relação percentual, verifica-se que na ponta a tarifa custa 10 vezes o valor cobrado fora da ponta. Uma situação

análoga ocorre para Farahani *et al.* (2012) que considera 20, 80, 300 Rials/kWh para os preços dos períodos fora de ponta, intermediário e ponta, respectivamente. Entretanto, observa-se a discrepância em relação ao cenário atual brasileiro, que apresenta uma relação de 1,7 vezes, entre as tarifas de ponta e fora de ponta.

Embora Yousefi, Moghaddam e Majd (2011) apresentem em seu estudo quatro modelos matemáticos que representam a resposta à demanda de um PRD baseado em preços, não são consideradas as elasticidades cruzadas, equacionando somente as elasticidades próprias. Já o estudo de Farahani *et al.* (2012) considera as elasticidades próprias e cruzadas utilizando o modelo exponencial de resposta à demanda. No entanto, não explicita como foram obtidos tais coeficientes. Além disso, considera que a matriz triangular superior é igual à matriz triangular inferior, afirmando que  $\varepsilon_{1,2} = \varepsilon_{2,1}$ , por exemplo. Com isso, Farahani *et al.* (2012) assumem erroneamente que a variação de preços de períodos diferentes, com demandas diferentes, possui o mesmo valor numérico.

Em relação ao estudo de Venkatesan, Solanki e Solanki (2012), a principal contribuição consiste na definição dos tipos de consumidores de curto e longo alcance.

As aplicações nacionais de PRD baseado em preços utilizando a tarifa branca servem de referência para os resultados obtidos no presente estudo. No entanto, Levy (2013) deixou como proposta futura a aplicação de elasticidade-preço da demanda. Já Siebert (2013) e Goulart (2015), utilizam as matrizes de elasticidade preço, bem como a teoria de blocos ilustrada pela Tabela 2.2, adotada no presente método. Porém, mesmo simulando com uma tarifa brasileira, a modelagem dos consumidores assumiu o comportamento do mercado Iraniano. Além disso, tanto Levy (2013) quanto Siebert (2013) consideraram cenários onde a tarifa branca no horário de ponta corresponde a 5 vezes o valor fora da ponta, e entre intermediário e fora ponta essa relação cai para 3 vezes. Levy (2013) estimou também que a tarifa convencional tem um custo duas vezes maior em relação ao custo da tarifa branca em horário fora de ponta. Entretanto, tais valores não correspondem à realidade brasileira, conforme descrito anteriormente. Além disso, em relação ao número de consumidores participantes do PRD, Goulart (2015) afirmou que “as adesões atribuídas foram aplicadas percentualmente a cada classe de consumo definida nesta dissertação, de forma uniforme”, ou seja, considerou que todas as faixas possuem o mesmo número de consumidores no sistema. Por fim, entende-se que a redução da tarifa no horário fora de ponta tem por finalidade incentivar o consumo neste período, seja deslocando de outros horários ou simplesmente aproveitando o baixo preço da energia elétrica. No entanto, Goulart (2015) desconsiderou a

alteração da curva de carga dos sábados e domingos, alterando unicamente as curvas de carga dos dias úteis, justificando que:

a tarifa branca não tem impacto direto no horário de consumo de energia para os sábados e domingos e feriados, apesar de se entender que o hábito pode provocar uma conscientização no consumo de forma a refletir também de maneira mais sutil no fim de semana.

### 3 PROGRAMA DE RESPOSTA À DEMANDA BASEADO EM PREÇOS

Neste Capítulo, é apresentado um programa de resposta à demanda baseado em preços aplicado aos consumidores de baixa tensão residenciais. Anteriormente, no Capítulo 2, foi feita uma revisão bibliográfica dos principais PRDs existentes, bem como algumas representações matemáticas do comportamento do consumidor frente à variação da tarifa de energia elétrica, através da matriz de elasticidade-preço. Contudo, verificou-se a possibilidade de contribuir na modelagem dos consumidores, de maneira a aprimorar os resultados obtidos em um PRD. Desta forma, a seguir é apresentado um exemplo de tarifa TOU disponível para clientes residenciais, assim como o modelo de resposta à demanda e a matriz de elasticidade-preço, ambos desenvolvidos para cada tipo de consumidor. Tais informações servirão de base para o entendimento das simulações de PRDs aplicados ao sistema teste de distribuição de energia elétrica, que estão detalhadas no Capítulo 4.

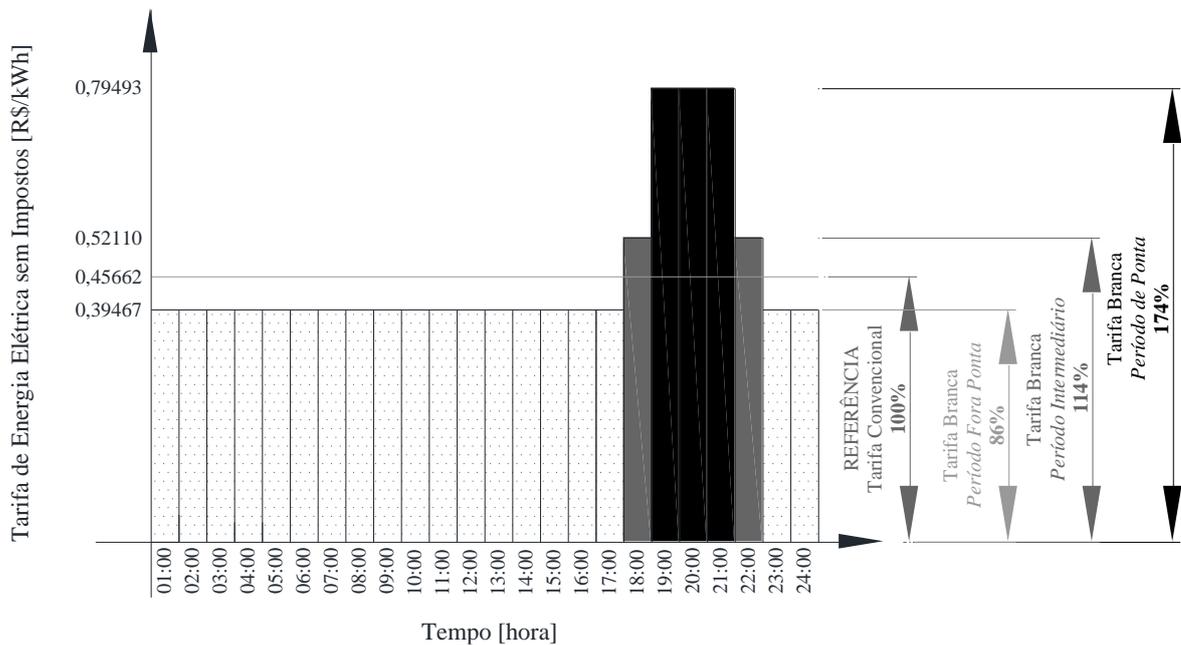
#### 3.1 TARIFA BRANCA

Os custos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica variam ao longo do tempo, no entanto, a maioria dos consumidores brasileiros atendidos em baixa tensão paga tarifas baseadas nos custos médios. Esta simplificação tarifária torna-se desfavorável para o sistema elétrico, uma vez que oculta os efeitos da alta concentração de consumo de eletricidade no horário de ponta (usualmente registrado entre as 18 e 22 horas), tais como: o comprometimento da confiabilidade do sistema elétrico, a oneração das tarifas e/ou o déficit de recursos energéticos para geração e o aumento das perdas ativas.

Uma das formas de reduzir o impacto dos picos de demanda de energia elétrica é aplicar uma tarifa com diferenciação horária. Deste modo, o efeito do carregamento do sistema reflete-se no preço, através da cobrança de uma taxa mais elevada durante o horário de ponta (MOGHADDAM; ABDOLLAHI; RASHIDINEJAD, 2011). Dentre as tarifas descritas no Quadro 2.1, propõe-se analisar a resposta à demanda baseada em preços utilizando a Tarifação por Período de Uso. Tal diferenciação horária, usual para consumidores em alta tensão, recentemente foi homologada no Brasil pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para consumidores de baixa tensão, dentre eles, os residenciais. Denominada “branca”, é uma alternativa à tarifa convencional (a qual possui o preço único do kWh), apresentando três diferentes custos do kWh, conforme os seguintes períodos do dia:

fora de ponta, intermediário e ponta<sup>4</sup>. A Figura 3.1 ilustra os valores do kWh sem impostos para as tarifas branca e convencional, ambas aplicáveis aos consumidores residenciais da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), com vigência entre 02 de março de 2015 e 24 de outubro de 2015 (ANEEL, 2015). É importante ressaltar que cada concessionária pode escolher os horários de cada tarifa, de acordo com o perfil dos seus consumidores.

Figura 3.1 - Tarifas (sem impostos) homologadas para clientes residenciais.



Fonte: A autora (2016).

### 3.2 MODELAGEM DO CONSUMIDOR

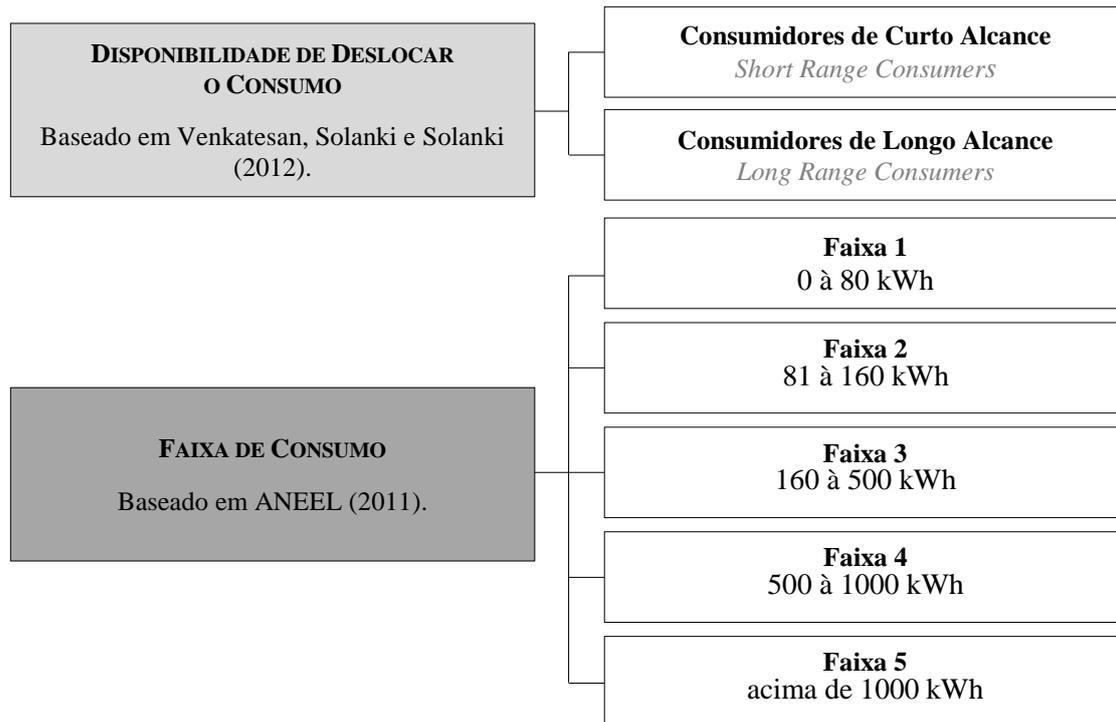
Os consumidores de energia elétrica possuem diferentes hábitos e reagem de maneiras distintas às variações das tarifas de eletricidade. No entanto, alguns padrões podem ser adotados de forma a reduzir a complexidade da modelagem do consumidor. Schweppe *et al.* (1988) afirmam que a resposta à demanda baseada em preços pode ser realizada modificando o uso no instante de tempo atual, aumentando ou reduzindo o consumo, ou reagendando o uso da energia elétrica para outro instante de tempo, de acordo com o preço que o consumidor está

<sup>4</sup> De maneira a explicitar as proposições e simplificações aplicadas no presente estudo, serão enumeradas ao longo do texto, por meio de notas de rodapé, as hipóteses empregadas no Programa de Resposta à Demanda proposto.

Hipótese 1 – neste trabalho, a tarifa branca, aplicada aos consumidores de baixa tensão de uma determinada concessionária de eletricidade brasileira, possui três períodos: fora de ponta (entre 00h01min e 18h00min e entre 23h01min e 24h00min), intermediário (entre 18h01min e 19h00min e entre 22h01min e 23h00min) e ponta (entre 19h01min e 22h00min).

disposto a pagar. Baseado nesses critérios, Venkatesan, Solanki e Solanki (2012) propõem a nomenclatura de consumidores de curto e longo consumo, conforme explicadas na Seção 2.2.6. Além disso, a ANEEL (2011) distribui as residências em faixas, de acordo com o consumo mensal. Assim sendo, as unidades consumidoras do presente estudo, foram classificadas conforme esses dois critérios<sup>5</sup>, ilustrados na Figura 3.2.

Figura 3.2 - Critérios de classificação dos consumidores de energia elétrica.



Fonte: A autora (2016).

### 3.2.1 Regressão Linear - Representando a Demanda por Faixas

O potencial de um PRD pode ser calculado a partir do conceito de elasticidade, o qual mensura o quanto os consumidores estão dispostos a modificar a demanda de energia elétrica na medida em que seu preço muda, conforme a expressão (2.16). O termo  $\Delta p$  na expressão (2.16) representa a variação do preço e pode ser determinado por:

$$\Delta p(t) = p_f(t) - p_0(t), \quad (3.1)$$

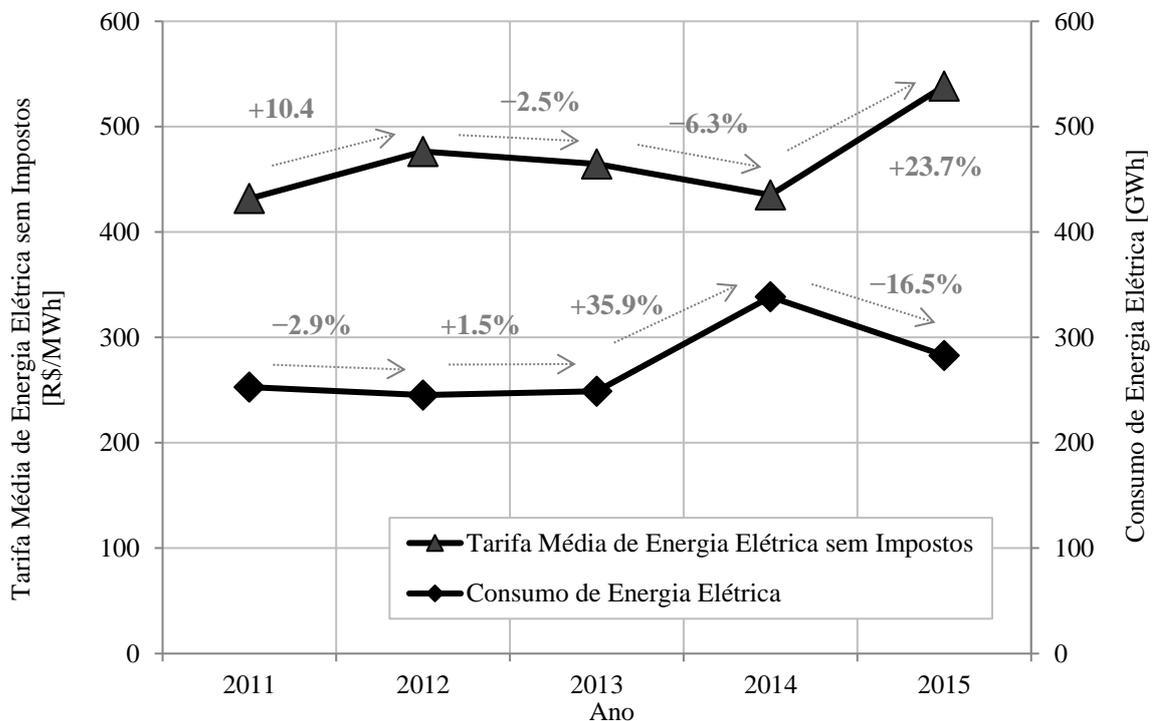
<sup>5</sup> Hipótese 2 – neste trabalho, os consumidores residenciais são classificados conforme a disponibilidade de deslocar o consumo (baseado em Venkatesan, Solanki e Solanki, 2012) e a respectiva faixa de consumo (baseado em ANEEL, 2011).

onde  $p_f(t)$  é o preço final correspondente à tarifa branca na hora  $t$  e  $p_0(t)$  é o preço inicial equivalente à tarifa convencional (que é o mesmo para todos os horários)<sup>6</sup>. Da mesma forma, a variação de demanda representada pelo termo  $\Delta d$  na expressão (2.16) é obtida a partir de:

$$\Delta d(t) = d_f(t) - d_0(t), \quad (3.2)$$

onde  $d_f(t)$  é a demanda final obtida no PRD e  $d_0(t)$  é a demanda inicial, antes do PRD. Para calcular a demanda final, Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) propõem substituí-la por uma função matemática, que representa o comportamento do consumidor, a qual é dada pela expressão (2.21). Esse polinômio representa a equação de uma reta e pode ser calculado a partir de uma regressão linear, utilizando dados históricos de consumo e de tarifa. De maneira a encontrar os valores de  $a_r$  e  $b_r$  de (2.21), analisou-se o histórico de consumo e de tarifas de um grupo de clientes residenciais brasileiros da Companhia Estadual de Energia Elétrica (ANEEL, 2016). Em diversos períodos, constatou-se um comportamento de resposta de demanda baseada em preço, conforme ilustra a Figura 3.3.

Figura 3.3 - Registros de consumo e tarifa do mês de fevereiro entre os anos 2011 e 2015.



Fonte: A autora (2016).

<sup>6</sup> Hipótese 3 – neste trabalho, o preço inicial corresponde à tarifa convencional e o preço final, à tarifa branca, ambas aplicáveis aos consumidores residenciais da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), com vigência entre 02 de março de 2015 e 24 de outubro de 2015 (ANEEL, 2015).

Ao comparar os registros dos anos de 2011 a 2015, no mês de fevereiro, verificou-se que todas as vezes que a tarifa de energia elétrica reduziu, o consumo de energia elétrica aumentou, e vice-versa. Além disso, comparando os dados mensais de 2013 (ano de redução expressiva dos impostos na tarifa de energia elétrica) com os de 2015 (ano de aumento na tarifa) constatou-se que o aumento na tarifa é mais impactante que a redução<sup>7</sup>. Portanto, foram escolhidos os dados de janeiro a dezembro de 2015, listados na Tabela 3.1, para encontrar o comportamento representado pela expressão (2.21). Ressalta-se que os dados da Tabela 3.1 representam informações mensais do estado do Rio Grande do Sul, por isso, a tarifa média residencial de fornecimento com tributos varia ao longo do ano (já que o PIS e COFINS alteram mensalmente).

Tabela 3.1 - Dados de consumo e tarifa de clientes residenciais do RS.

Ano	Mês	Número de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia Elétrica Residencial [MWh]	Consumo Residencial Médio [kWh/unidade consumidora]	Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Tributos [R\$/kWh]
2015	Janeiro	9.543.973	2.125.012	223	0,48626
2015	Fevereiro	9.567.078	2.029.031	212	0,50666
2015	Março	9.593.883	1.859.683	194	0,57014
2015	Abril	9.618.030	1.780.811	185	0,64273
2015	Maio	9.635.484	1.644.255	171	0,65689
2015	Junho	9.657.827	1.651.896	171	0,65798
2015	Julho	9.679.535	1.666.395	172	0,68434
2015	Agosto	9.691.588	1.679.680	173	0,67814
2015	Setembro	9.706.411	1.615.425	166	0,68571
2015	Outubro	9.730.740	1.668.722	171	0,68657
2015	Novembro	9.746.570	1.670.962	171	0,69146
2015	Dezembro	9.767.473	1.662.370	170	0,69847
	Média	9.661.549	1.754.520	182	0,63711

Fonte: A autora (2016).

Nota: Dados obtidos no Sistema de Apoio à Decisão (ANEEL, 2015).

No presente trabalho, o Método dos Mínimos Quadrados (MMQ) foi utilizado na estimação das incógnitas  $a_r$  e  $b_r$ , com base nos registros mensais do ano de 2015 do setor residencial do sul do Brasil. Desta forma, reescrevendo (2.21) para  $n$  dados históricos de consumo e tarifa, tem-se:

$$\begin{bmatrix} d_r(1) \\ \vdots \\ d_r(n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p(1) & 1 \\ \vdots & \vdots \\ p(n) & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} a_r \\ b_r \end{bmatrix}. \quad (3.3)$$

<sup>7</sup> Hipótese 4 - a resposta à demanda dos consumidores, em um curto espaço de tempo (horas ou dias), é mais significativa quando o preço da eletricidade sobe.

Ou ainda, representando (3.3) na forma matricial, obtém-se:

$$\mathbf{D} = \mathbf{A} \boldsymbol{\phi}. \quad (3.4)$$

onde  $\boldsymbol{\phi}$  é o vetor dos coeficientes a serem determinados. A matriz  $\mathbf{A}$  pode assumir dimensões arbitrárias, sendo neste caso, não inversível. A solução de (3.4) pode ser obtida através do MMQ (AGUIRRE, 2007), pela seguinte expressão:

$$\hat{\boldsymbol{\phi}} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{D}. \quad (3.5)$$

Utilizando as expressões (3.3) a (3.5), com o consumo residencial médio e a tarifa média residencial de fornecimento com tributos (Tabela 3.1) a solução de (3.5) é dada por:

$$\hat{\boldsymbol{\phi}} = \begin{bmatrix} a_r \\ b_r \end{bmatrix} \cong \begin{bmatrix} -242,45 \\ 336,17 \end{bmatrix}. \quad (3.6)$$

Substituindo a solução (3.6) na expressão (2.21), têm-se como resultado a expressão:

$$d(i) = -242,45 p(i) + 336,17. \quad (3.7)$$

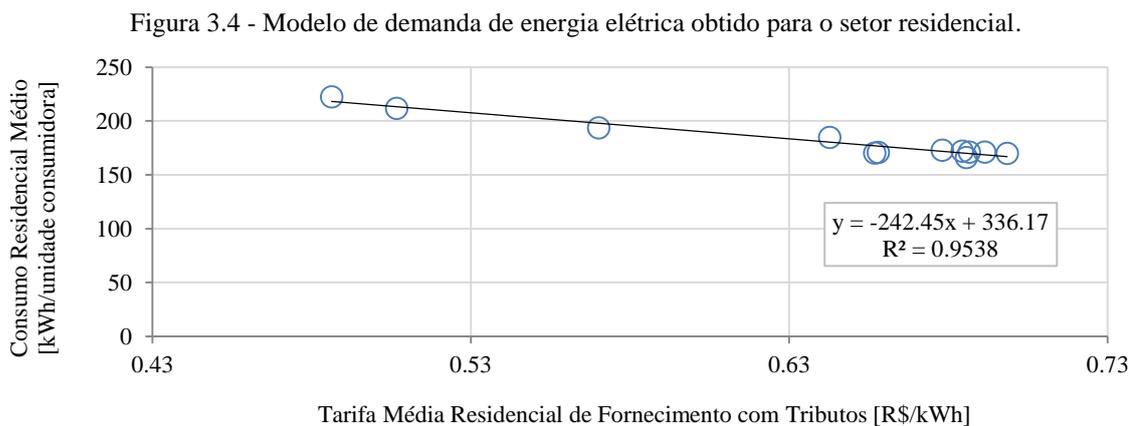
A fim de avaliar o grau de interação entre as grandezas aplicadas na regressão, o coeficiente de correlação de Pearson (VARDEMAN, 1993) é calculado, considerando que a função obtida é paramétrica. Desta forma, tal coeficiente foi utilizado para determinar a correlação entre as tarifas médias mensais (incluindo impostos) registradas em 2015 e os consumos médios mensais por unidade consumidora residencial. O valor encontrado foi de  $-0,9766$ , o que indica uma forte correlação negativa entre as tarifas médias e os consumos médios mensais por unidade consumidora residencial. Considerando as duas séries de valores  $\mathbf{X} (x_1, \dots, x_n)$  e  $\mathbf{Y} (y_1, \dots, y_n)$  como vetores em um espaço de  $n$  dimensões, é possível interpretar geometricamente o valor de  $r$ . O coeficiente de correlação é definido como o cosseno do ângulo  $\alpha$  entre os dois vetores, logo tem-se:

$$\alpha = \cos^{-1}(r) = 167,6^\circ. \quad (3.8)$$

O ângulo  $\alpha = 167,6^\circ$  indica que os dois vetores encontram-se em sentidos opostos. Tal resultado evidencia que o consumo e a tarifa de eletricidade possuem comportamentos contrários, ou seja, na medida em que uma grandeza aumenta a outra diminui. Isso contribui

para alcançar o objetivo do PRD proposto, já que se espera uma retração do consumo no horário de ponta, quando o preço aumentar.

Neste trabalho, a relevância da regressão linear obtida foi avaliada através do coeficiente de determinação ( $R^2$ ), cujo valor obtido é igual a 0,9538. Esse coeficiente indica que os regressores utilizados no modelo são capazes de explicar 95,38 % dos dados históricos utilizados. A Figura 3.4 ilustra os dados históricos de consumo e tarifa, bem como o resultado obtido pela aplicação do modelo proposto.

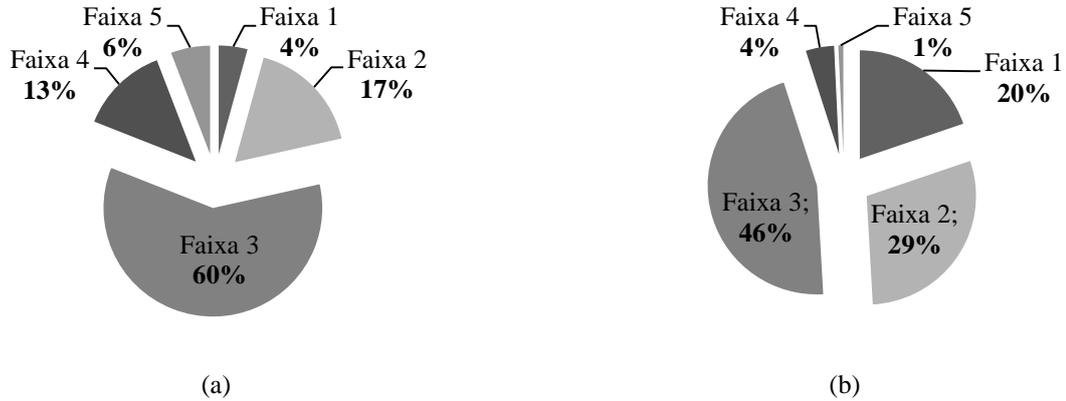


Fonte: A autora (2016).

A regressão linear ilustrada na Figura 3.4 representa o modelo dado por (3.7) que expressa a demanda em função do preço da energia elétrica para um consumidor médio de 180 kWh. No entanto, conforme a classificação das unidades consumidoras ilustrada na Figura 3.1, se faz necessário obter uma regressão linear para cada faixa. Tendo em vista a indisponibilidade dos dados de consumo mensal estratificados por faixa, foi realizada uma aproximação a partir de estatísticas de uma subestação real com mais de 40 mil clientes residenciais<sup>8</sup>. A Figura 3.5 ilustra, por exemplo, que 4 % do consumo total é utilizado por 20 % dos consumidores, os quais pertencem à Faixa 1.

<sup>8</sup> Hipótese 5 – neste trabalho, a resposta à demanda de cada faixa de consumo foi obtida por meio de regressões lineares. Haja vista a indisponibilidade de dados de consumo e preço detalhados por faixa, os mesmos foram determinados por meio de dados integralizados de uma subestação real.

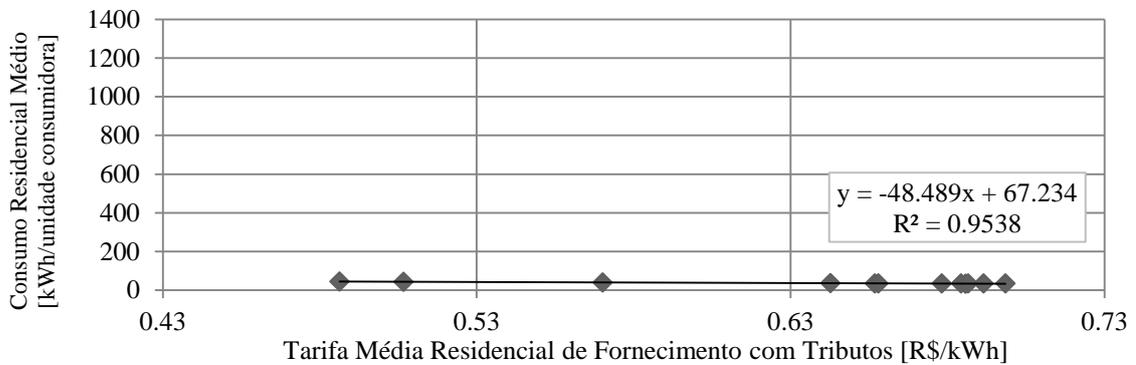
Figura 3.5 - Estatísticas de uma subestação real: (a) participação das faixas no consumo total; (b) participação das Faixas na quantidade total de clientes.



Fonte: A autora (2016).

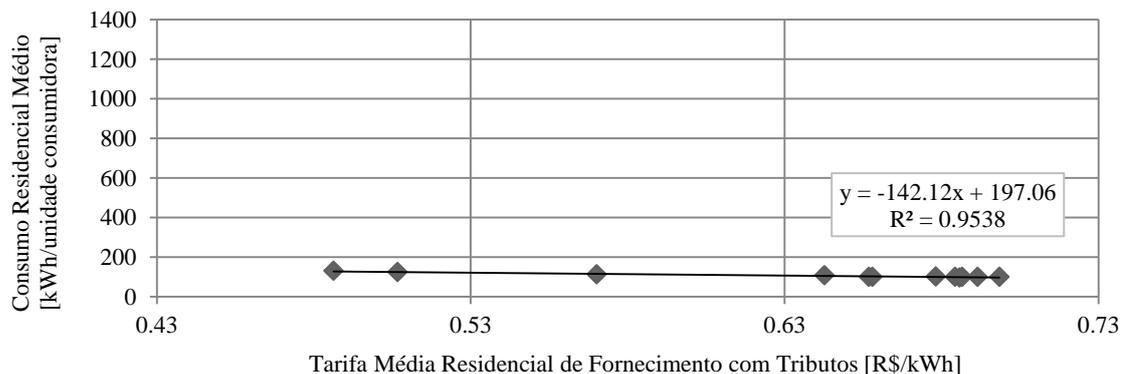
Nesse contexto, a partir dos percentuais apresentados na Figura 3.5, foram aproximadas as parcelas de consumo e unidades por faixa, para determinar as novas regressões lineares. As Figuras 3.6 a 3.10 ilustram as regressões lineares das faixas, calculadas com a expressão (3.5). Observa-se que foram mantidas as escalas nessas Figuras, de maneira a evidenciar a diferença entre as faixas.

Figura 3.6 - Regressão linear para Faixa 1.



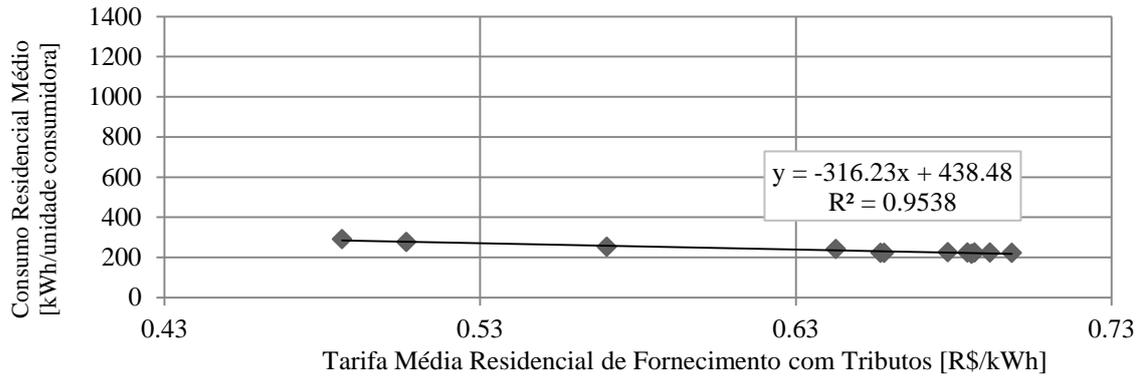
Fonte: A autora (2016).

Figura 3.7 - Regressão linear para Faixa 2.



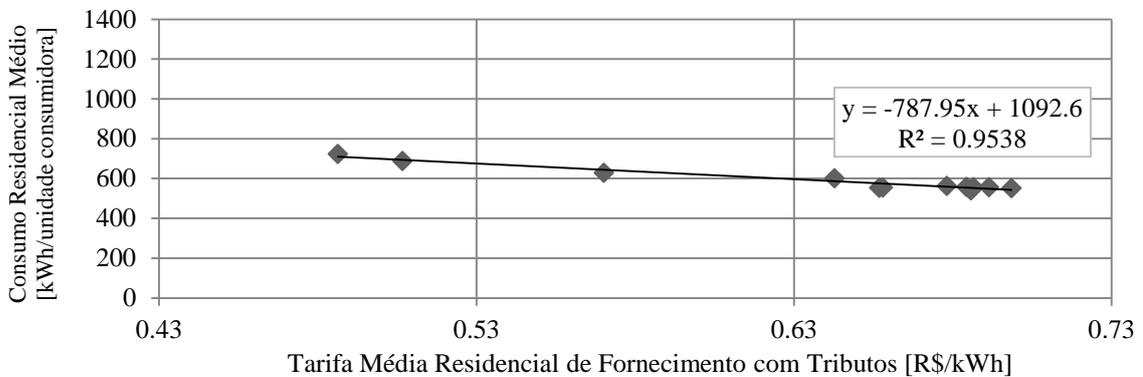
Fonte: A autora (2016).

Figura 3.8 - Regressão linear para Faixa 3.



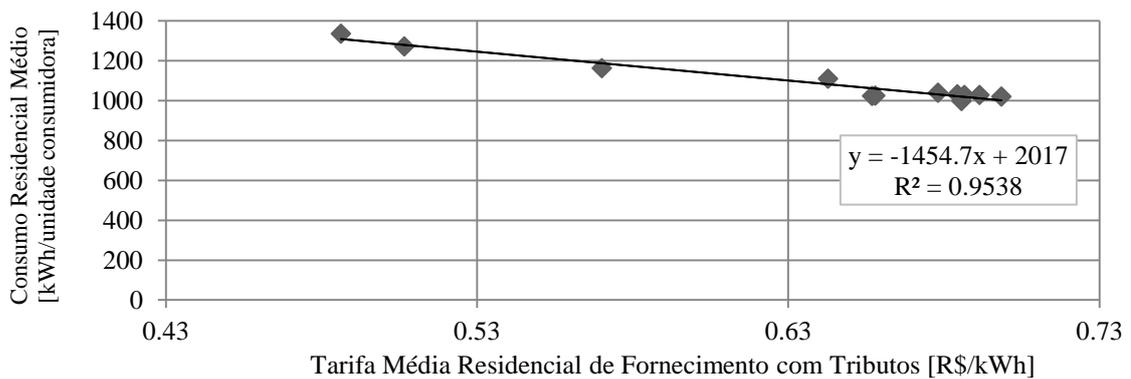
Fonte: A autora (2016).

Figura 3.9 - Regressão linear para Faixa 4.



Fonte: A autora (2016).

Figura 3.10 - Regressão linear para Faixa 5.



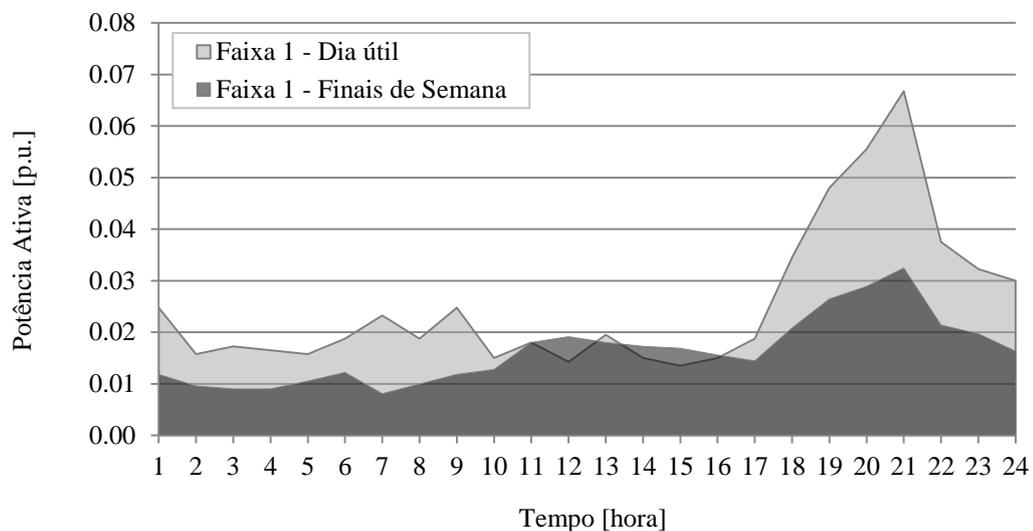
Fonte: A autora (2016).

Os dados utilizados para calcular as regressões lineares ilustradas nas Figuras 3.6 a 3.10 constam no Apêndice A.

### 3.2.2 Regressão Linear - Representando a Demanda por Períodos

Ao longo do presente estudo, verificou-se a necessidade de estratificar a regressão linear da demanda em função do preço da energia elétrica, não só por Faixa de consumo, mas também, por períodos do dia e dias da semana. O consumo de energia elétrica varia em função do dia (úteis ou finais de semana) e em função do horário (fora da ponta, intermediário e ponta), conforme ilustra a Figura 3.11 para a Faixa 1, o que justifica esta escolha<sup>9</sup>. As demais curvas de carga típicas constam no Apêndice B.

Figura 3.11 - Curvas de carga típicas de um consumidor da Faixa 1, com consumo mensal de 80 kWh.



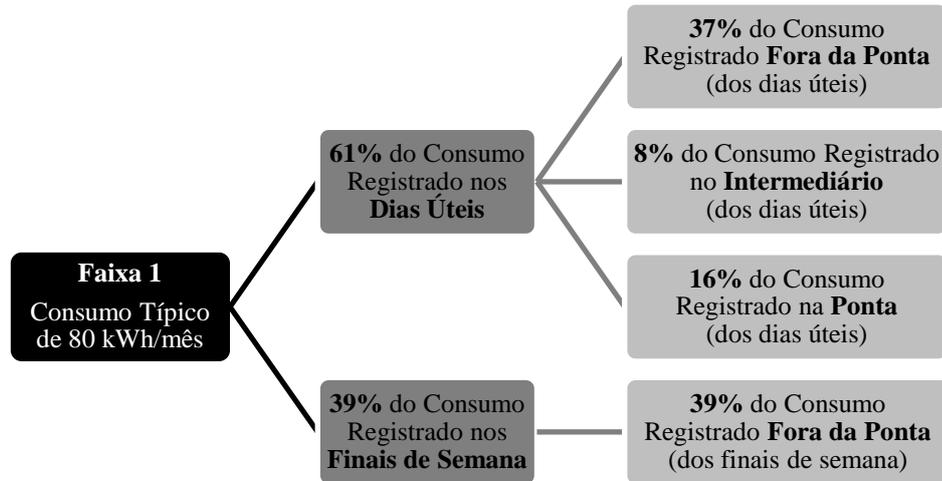
Fonte: A autora (2016).

Analisando os dados mensais da Faixa 1, com o auxílio do programa PSL<sup>®10</sup>, verificou-se que 61 % do consumo é registrado em dias úteis, sendo 37 % durante o período fora de ponta, 8 % durante o intermediário e 16 % na ponta, e 39 % do consumo ocorre nos finais de semana, conforme ilustra a Figura 3.12.

<sup>9</sup> Hipótese 6 - o consumo de energia elétrica varia ao longo do dia, bem como dos dias da semana, conforme a faixa de consumo. Logo, a resposta à demanda de cada faixa para os períodos do dia, foi obtida neste trabalho, por meio de regressões lineares. Haja vista a indisponibilidade de tais dados, é possível obtê-los por meio aproximações baseadas em curvas de carga típicas.

<sup>10</sup> O programa PSL<sup>®</sup> DMS (PSL, 2013) foi utilizado principalmente, porque permite variar o carregamento horário dos transformadores e analisar o impacto no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica. Basicamente, essa ferramenta fornece o fluxo de potência trifásico para as curvas de carga típicas, antes e depois da adesão dos consumidores residenciais ao PRD proposto.

Figura 3.12 - Distribuição do consumo mensal de energia elétrica para a Faixa 1.



Fonte: A autora (2016).

O Quadro 3.1 lista todos os percentuais de consumo separados por dias da semana e períodos dos dias úteis, para as 5 faixas.

Quadro 3.1 - Distribuição do consumo mensal de energia elétrica para todas as faixas.

Faixa	Consumo [%]				
	Dias Úteis	Período Fora da Ponta	Período Intermediário	Período de Ponta	Finais de Semana
1	61	37	8	16	39
2	63	36	11	16	37
3	65	42	10	13	35
4	67	45	9	13	33
5	67	47	8	12	33

Fonte: A autora (2016).

Tendo em vista a indisponibilidade dos dados de consumo estratificados por períodos do dia e dias da semana, foi realizada uma aproximação a partir das curvas típicas de cada faixa de consumo. Os dados das regressões lineares serão utilizados para calcular os coeficientes de elasticidade-preço. Por isso, conforme recomendado por Kirschen *et al.* (2000), foram normalizados os registros de consumo e preço, utilizando os valores de base listados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Valores base para o cálculo das regressões lineares por faixa.

Faixa	ICMS <sup>1</sup> [%]	PIS+COFINS <sup>2</sup> [%]	Tarifa Base com Impostos [R\$/kWh] <sup>3</sup>	Consumo Base [kWh] <sup>4</sup>
1	25	3,94	0,6371	36
2	25	3,94	0,6371	106
3	25	3,94	0,6371	237
4	25	3,94	0,6371	590
5	25	3,94	0,6371	1090

Fonte: A autora (2016).

Notas:

- <sup>1</sup> Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias (ICMS) vigente em 2015 (RS, 1989).
- <sup>2</sup> Valor médio dos impostos - Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) - para o ano de 2015 (CEEE-D, 2015).
- <sup>3</sup> Média das tarifas médias residenciais de fornecimento com tributos, listadas na Tabela 3.1.
- <sup>4</sup> Média de consumo para cada faixa, obtida com os dados do Apêndice C.

De forma análoga ao método descrito na Seção 3.2.1, porém transformando os dados listados no Apêndice C, em valores por unidade (usando as bases apresentadas na Tabela 3.2), foram obtidas as regressões lineares de cada período para as 5 Faixas de consumo, as quais constam no Quadro 3.2.

Quadro 3.2 - Regressões lineares por período do dia e faixas de consumo, dadas em p.u.

Faixa	Período Fora da Ponta	Período Intermediário	Período de Ponta	Finais de Semana
1	$d(i) = -0,314 p(i) + 0,684$	$d(i) = -0,068 p(i) + 0,148$	$d(i) = -0,136 p(i) + 0,296$	$d(i) = -0,331 p(i) + 0,721$
2	$d(i) = -0,306 p(i) + 0,666$	$d(i) = -0,093 p(i) + 0,203$	$d(i) = -0,136 p(i) + 0,296$	$d(i) = -0,314 p(i) + 0,684$
3	$d(i) = -0,357 p(i) + 0,777$	$d(i) = -0,085 p(i) + 0,185$	$d(i) = -0,110 p(i) + 0,240$	$d(i) = -0,297 p(i) + 0,647$
4	$d(i) = -0,382 p(i) + 0,823$	$d(i) = -0,076 p(i) + 0,166$	$d(i) = -0,110 p(i) + 0,240$	$d(i) = -0,280 p(i) + 0,610$
5	$d(i) = -0,399 p(i) + 0,869$	$d(i) = -0,068 p(i) + 0,148$	$d(i) = -0,102 p(i) + 0,222$	$d(i) = -0,280 p(i) + 0,610$

Fonte: A autora (2016).

### 3.3 MATRIZ DE ELASTICIDADE-PREÇO

A variação horária da elasticidade permite determinar os níveis de demanda de energia elétrica em resposta à variação do preço da tarifa branca ao longo do dia. Neste sentido, a representação matricial proposta por Kirschen *et al.* (2000), expressa por (2.20), representa a variação da demanda obtida a partir da multiplicação da matriz de elasticidade **E** pelos preços aplicados em cada hora do dia. A matriz **E** é composta de coeficientes de elasticidade  $\varepsilon(i,j)$ , que relacionam o comportamento da demanda na hora  $i$  em função do preço na hora  $j$ . A

composição da matriz **E** esboça os objetivos do PRD, uma vez que representa numericamente as alterações na curva de carga. Os elementos da diagonal principal da matriz **E**,  $\varepsilon(i,i)$ , são chamados de elasticidade própria e representam a redução de demanda. Os demais elementos,  $\varepsilon(i,j)$ , denominados elasticidade cruzada reproduzem o deslocamento de consumo ao longo do dia (KIRSCHEN et al., 2000).

Na expressão (2.19), a matriz de elasticidades **E** tem dimensões [2x2]. Ao aplicar a tarifa branca, a qual divide o dia em 3 períodos, as dimensões da matriz **E** são alteradas para [3x3]. No entanto, no presente estudo, além de uma tarifa do tipo TOU com três períodos, propõe-se a possibilidade dos consumidores deslocarem parte do seu consumo para os finais de semana, já que nos sábados e domingos aplica-se apenas a tarifa fora de ponta<sup>11</sup>. Neste sentido, a expressão (2.19) pode ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} \Delta d(1) \\ \Delta d(2) \\ \Delta d(3) \\ \Delta d(4) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon(1,1) & \varepsilon(1,2) & \varepsilon(1,3) & \varepsilon(1,4) \\ \varepsilon(2,1) & \varepsilon(2,2) & \varepsilon(2,3) & \varepsilon(2,4) \\ \varepsilon(3,1) & \varepsilon(3,2) & \varepsilon(3,3) & \varepsilon(3,4) \\ \varepsilon(4,1) & \varepsilon(4,2) & \varepsilon(4,3) & \varepsilon(4,4) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta p(1) \\ \Delta p(2) \\ \Delta p(3) \\ \Delta p(4) \end{bmatrix}, \quad (3.9)$$

onde  $\varepsilon$  corresponde à elasticidade a partir da variação da demanda de energia elétrica  $\Delta d$  e  $\Delta p$  representa a variação dos preços, dada pela expressão (3.1). Os índices 1 a 4 correspondem, respectivamente, aos períodos: fora de ponta, intermediário e ponta dos dias úteis, e ao período fora de ponta do final de semana.

A matriz **E** é capaz de caracterizar os tipos de consumidores passíveis de aderir ao Programa de Resposta à Demanda. O caso em que **E** é composta de coeficientes de elasticidade própria e cruzada, indica que os consumidores são do tipo “longo alcance” (do inglês - *long range consumers*), pois podem deslocar seu consumo em uma ampla faixa de tempo. No entanto, se **E** for composta apenas de coeficientes de elasticidade própria (ou seja, elementos fora da diagonal principal são iguais à zero), pode-se inferir que os consumidores são do tipo “curto alcance” (do inglês - *short range consumers*), uma vez que se preocupam apenas com o preço no instante de tempo atual, sem analisar a possibilidade de deslocar o consumo para períodos de menor custo (VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012).

<sup>11</sup> Hipótese 7 - neste trabalho, a matriz elasticidade-preço proposta é composta de 4 linhas e 4 colunas e permite o deslocamento de consumo, entre os períodos do dia e dias típicos da semana (úteis e finais de semana), sem perder a representatividade das variações típicas de curvas de carga ao longo de um mês.

A seguir, são detalhados os coeficientes de elasticidade própria e cruzada, para as diferentes composições das matrizes de elasticidade, conforme os critérios de classificação dos consumidores, ilustrados na Figura 3.2.

### 3.3.1 Elasticidade-Preço Própria da Demanda de Energia Elétrica

Schweppe *et al.* (1988) caracterizam a elasticidade própria como a sensibilidade da demanda de energia elétrica em função da tarifa, ambas no mesmo período de tempo. Calculados a partir da expressão (2.24), os elementos da diagonal principal da matriz **E** (quando  $i=j$ ), representam a elasticidade própria. Conforme anteriormente descrito, as regressões lineares estão em p.u., logo, a expressão (2.24) pode ser reescrita como:

$$\varepsilon(i,i)^f = \frac{\partial d(i)^f}{\partial p(i)^f} = a^f(i), \quad (3.10)$$

onde  $a^f(i)$  é o coeficiente angular da regressão linear, para a faixa  $f$ , no período  $i$ . O Quadro 3.3 apresenta as elasticidades próprias calculadas para cada faixa, de acordo com o período do dia e dia da semana.

Quadro 3.3 - Elasticidade-própria de cada faixa de consumo e período.

Período	Dia da Semana	Elasticidade Própria	Faixa				
			$f = 1$	$f = 2$	$f = 3$	$f = 4$	$f = 5$
Fora de Ponta	Dia útil	$\varepsilon(1,1)^f$	-0,314	-0,306	-0,357	-0,382	-0,399
Intermediário		$\varepsilon(2,2)^f$	-0,068	-0,093	-0,085	-0,076	-0,068
Ponta		$\varepsilon(3,3)^f$	-0,136	-0,136	-0,110	-0,110	-0,102
Fora de Ponta	Final de Semana	$\varepsilon(4,4)^f$	-0,331	-0,314	-0,297	-0,280	-0,280

Fonte: A autora (2016).

É importante ressaltar que, conforme a expressão (2.18) a elasticidade cruzada sempre possui valor negativo, considerando que um aumento no preço da energia elétrica em um determinado horário irá reduzir a demanda do mesmo horário, e vice-versa.

### 3.3.2 Elasticidade-Preço Cruzada da Demanda de Energia Elétrica

Outro tipo elasticidade, chamada de elasticidade cruzada, foi proposta por Schweppe *et al.* (1988), a qual permite analisar o potencial de deslocamento de consumo, uma vez que mensura a variação de demanda na hora  $i$  em função do preço na hora  $j$ , conforme a expressão (2.13).

Conforme descrito a Seção 2.2.2, Kirschen *et al.* (2000) elaboram um cenário de simulações o qual garante que todo o consumo será realocado. Desta forma, antes e depois do PRD, o medidor do consumidor irá registrar o mesmo valor total em kWh, isso é, a energia total consumida. Para isso, os autores assumem que a soma das elasticidades cruzadas de uma coluna é igual ao valor absoluto da elasticidade própria da mesma coluna, porém com sinal contrário. Esse comportamento pode ser equacionado da seguinte maneira:

$$\varepsilon(i,i)^f = -\sum \varepsilon(i,j)^f, \quad (3.11)$$

onde  $\varepsilon(i,i)$  representa a elasticidade própria e  $\varepsilon(i,j)$  representa a elasticidade cruzada.

A partir da ideia de Kirschen *et al.* (2000), propõe-se na presente dissertação, o cálculo das elasticidades cruzadas considerando as seguintes situações:

- Caso A - Manter o consumo mensal, dado em kWh, antes e depois do PRD (deslocando o consumo);
- Caso B - Não manter o consumo mensal, dado em kWh, tão pouco o gasto mensal, dado em R\$, antes e depois do PRD (sem deslocamento do consumo);
- Caso C - Manter o gasto mensal, dado em R\$, antes e depois do PRD, com deslocamento parcial entre horários.

Para construção dos casos, são propostas algumas modificações na matriz  $\mathbf{E}$ , dada inicialmente pela expressão (3.9). Isso porque, essa matriz tem dimensões [4 x 4] e não pondera o número de horas de cada período. Dessa forma, as elasticidades cruzadas de cada coluna terão o mesmo módulo da elasticidade própria, porém com sinal contrário, e serão ponderadas levando-se em consideração que o período fora de ponta possui 19 horas do dia, o período intermediário possui 2 horas e o período de ponta possui 3 horas. Além disso, não haverá deslocamento de consumo do final de semana para os dias úteis<sup>12</sup>, logo as elasticidades

<sup>12</sup> Hipótese 8 - neste trabalho, não haverá deslocamento de consumo dos finais de semana para os dias úteis, apenas dos dias úteis para os finais de semana.

$\varepsilon(4,1)$ ,  $\varepsilon(4,2)$  e  $\varepsilon(4,3)$  serão iguais à zero. Reescrevendo a matriz de elasticidade da expressão (3.9) tem-se:

$$\mathbf{E}_A^f = \begin{bmatrix} \varepsilon(1,1) & -\varepsilon(2,2)\frac{19}{22} & -\varepsilon(3,3)\frac{19}{21} & -\varepsilon(4,4)\frac{19}{24} \\ -\varepsilon(1,1)\frac{2}{5} & \varepsilon(2,2) & -\varepsilon(3,3)\frac{2}{21} & -\varepsilon(4,4)\frac{2}{24} \\ -\varepsilon(1,1)\frac{3}{5} & -\varepsilon(2,2)\frac{3}{22} & \varepsilon(3,3) & -\varepsilon(4,4)\frac{3}{24} \\ 0 & 0 & 0 & \varepsilon(4,4) \end{bmatrix}, \quad (3.12)$$

onde  $\mathbf{E}$  é a matriz de elasticidade-preço, do Caso A, calculada para a faixa  $f$ , onde  $f$  pode assumir 1, 2, 3, 4 ou 5. A matriz de elasticidades calculada conforme a expressão (3.12) será utilizada para o Caso A.

No Caso B, serão considerados os consumidores de curto alcance, propostos por Venkatesan, Solanki e Solanki (2012) e descritos no item 2.2.6. Desta maneira, as elasticidades cruzadas da matriz  $\mathbf{E}$  serão iguais a zero, conforme:

$$\mathbf{E}_B^f = \begin{bmatrix} \varepsilon(1,1) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \varepsilon(2,2) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon(3,3) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \varepsilon(4,4) \end{bmatrix}, \quad (3.13)$$

onde  $\mathbf{E}$  é a matriz de elasticidade-preço, do Caso B, calculada para a faixa  $f$ .

Por outro lado, o Caso C, as elasticidades cruzadas serão multiplicadas por um fator  $K$ , calculado para manter o gasto mensal, dado em R\$, antes e depois do PRD, conforme:

$$\mathbf{E}_C^f = \begin{bmatrix} \varepsilon(1,1) & -\varepsilon(2,2)\frac{19}{22}K & -\varepsilon(3,3)\frac{19}{21}K & -\varepsilon(4,4)\frac{19}{24}K \\ -\varepsilon(1,1)\frac{2}{5}K & \varepsilon(2,2) & -\varepsilon(3,3)\frac{2}{21}K & -\varepsilon(4,4)\frac{2}{24}K \\ -\varepsilon(1,1)\frac{3}{5}K & -\varepsilon(2,2)\frac{3}{22}K & \varepsilon(3,3) & -\varepsilon(4,4)\frac{3}{24}K \\ 0 & 0 & 0 & \varepsilon(4,4) \end{bmatrix}, \quad (3.14)$$

onde  $\mathbf{E}$  é a matriz de elasticidade-preço, do Caso C, calculada para a faixa  $f$  e  $K$  é o fator de ajuste. Para a determinação do fator  $K$ , é necessário garantir a seguinte igualdade:

$$\begin{aligned}
p_0(t) \sum_{t=1}^4 C_{semPRD}(t) &= p_f(1) [\Delta d(1) + C_{semPRD}(1)] + \\
& p_f(2) [\Delta d(2) + C_{semPRD}(2)] + p_f(3) [\Delta d(3) + C_{semPRD}(3)] + \\
& p_f(4) [\Delta d(4) + C_{semPRD}(4)], \quad p_f(1) [\Delta d(4) + C_{semPRD}(4)], \quad (3.15)
\end{aligned}$$

onde  $C_{semPRD}(t)$  são os valores de consumo total: para o período fora de ponta do dia útil (índice 1), para o período intermediário do dia útil (índice 2), para o período de ponta do dia útil (índice 3) e para o período do final de semana (índice 4). Os valores de  $\Delta d(t)$  são obtidos a partir da seguinte expressão:

$$\Delta \mathbf{D} = \mathbf{E}_C^f \times \Delta \mathbf{P}. \quad (3.16)$$

Ao realizar a multiplicação proposta na expressão (3.16), obtém-se os seguintes termos de  $\Delta d(t)$ :

$$\Delta d(1) = \varepsilon(1,1) \Delta p(1) - K[AA], \quad (3.17)$$

$$\Delta d(2) = \varepsilon(2,2) \Delta p(2) - K[BB], \quad (3.18)$$

$$\Delta d(3) = \varepsilon(3,3) \Delta p(3) - K[CC], \quad (3.19)$$

$$\Delta d(4) = \varepsilon(4,4) \Delta p(4), \quad (3.20)$$

onde:

$$AA = \frac{19}{22} \varepsilon(2,2) \Delta p(2) + \frac{19}{21} \varepsilon(3,3) \Delta p(3) + \frac{19}{24} \varepsilon(4,4) \Delta p(1), \quad (3.21)$$

$$BB = \frac{2}{5} \varepsilon(1,1) \Delta p(1) + \frac{2}{21} \varepsilon(3,3) \Delta p(3) + \frac{2}{24} \varepsilon(4,4) \Delta p(1), \quad (3.22)$$

$$CC = \frac{3}{5} \varepsilon(1,1) \Delta p(1) + \frac{3}{22} \varepsilon(2,2) \Delta p(2) + \frac{3}{24} \varepsilon(4,4) \Delta p(1). \quad (3.23)$$

Multiplicando as expressões de (3.17) a (3.20) pela potência base, de maneira a obter o  $\Delta d(t)$  em kWh, substituindo-as na expressão (3.14) e isolando o fator de ajuste K, obtém-se a seguinte expressão:

$$K = \left\{ p_0(t) \sum_{t=1}^4 C_{semRD}(t) - p_f(1) \left\{ \varepsilon(1,1) \Delta p(1) \cdot Base_{kWh} + C_{semRD}(1) \right\} - \right. \\ p_f(2) \left[ \varepsilon(2,2) \Delta p(2) \cdot Base_{kWh} + C_{semRD}(2) \right] - \\ p_f(3) \left[ \varepsilon(3,3) \Delta p(3) \cdot Base_{kWh} + C_{semRD}(3) \right] - \\ \left. p_f(1) \left[ \varepsilon(4,4) \Delta p(4) \cdot Base_{kWh} + C_{semRD}(4) \right] \right\} \frac{1}{AA + BB + CC}. \quad (3.24)$$

Analisando a expressão (3.14), verifica-se que é possível tornar o Caso C mais realista, optando-se pelo deslocamento parcial de consumo entre os períodos e evitando que toda a demanda de energia elétrica que aumentar no período fora da ponta tenha que ser retirada dos períodos intermediário e ponta. Haja vista que os períodos possuem quantidades de horas diferentes, seria extremamente difícil retirar das 5 horas (período intermediário + ponta), o que irá aumentar em 19 horas (período fora da ponta). Sendo assim, a expressão (3.14) pode ser reescrita por:

$$\mathbf{E}_C^f = \begin{bmatrix} \varepsilon(1,1) & -\varepsilon(2,2)k_i \frac{19}{22}K & -\varepsilon(3,3)k_p \frac{19}{21}K & -\varepsilon(4,4)k_{fs} \frac{19}{24}K \\ -\varepsilon(1,1)k_f \frac{2}{5}K & \varepsilon(2,2) & -\varepsilon(3,3)k_p \frac{2}{21}K & -\varepsilon(4,4)k_{fs} \frac{2}{24}K \\ -\varepsilon(1,1)k_f \frac{3}{5}K & -\varepsilon(2,2)k_i \frac{3}{22}K & \varepsilon(3,3) & -\varepsilon(4,4)k_{fs} \frac{3}{24}K \\ 0 & 0 & 0 & \varepsilon(4,4) \end{bmatrix}, \quad (3.25)$$

onde  $k_f$  é o fator de ajuste para o período fora de ponta,  $k_i$  para o período intermediário,  $k_p$  para a ponta e  $k_{fs}$  para o final de semana. Adotaram-se os seguintes valores para cada fator:

- $k_f = 0,2$ , significando que 20% da variação do período fora de ponta, será compensado nos períodos intermediário e ponta (nas devidas proporções);
- $k_i = 0,9$ , significando que 90% da variação do período intermediário, será compensado nos períodos fora de ponta e ponta (nas devidas proporções);

- $k_p = 1,0$ , significando que 100% da variação do período ponta, será compensado nos períodos intermediário e fora de ponta (nas devidas proporções);
- $k_{fs} = 0,2$ , significando que 20% da variação do período fora de ponta do final de semana, será compensado nos períodos fora de ponta, intermediário e ponta dos dias úteis (nas devidas proporções).

### 3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este Capítulo apresentou a formulação matemática do Programa de Resposta à Demanda baseado em preços proposto. A principal contribuição do presente estudo consiste na modelagem dos consumidores, diferenciando-os de acordo com a sua disponibilidade reagendar o uso da energia elétrica e à sua faixa de consumo (classificação da ANEEL). Baseada no conceito de elasticidade-preço, uma abordagem matricial foi utilizada para calcular a resposta à demanda de diferentes usuários residenciais. O comportamento do consumidor foi representado por meio de um polinômio (equação de uma reta), o qual pode ser obtido a partir de uma regressão linear. Schweppe *et al.* (1988) ressaltam a característica não linear dos hábitos de consumo, mas explicam que a resposta agregada pode ser modelada por funções lineares, conforme detalhado na seção 2.2.1. Desta forma, a regressão linear é calculada com os dados históricos de consumo e preço da energia elétrica, conforme indicado por Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011). No entanto, tais autores não explicitam as informações usadas em seus equacionamentos, surgindo inúmeras dificuldades que se interpuseram na seleção dos dados. Nesse contexto, algumas decisões foram tomadas ao longo do estudo, as quais constam neste Capítulo em forma de hipóteses. Inicialmente, se fez necessário decidir quais os dados de demanda e tarifa de eletricidade utilizar na regressão: de uma cidade, de uma concessionária ou de um estado? Optou-se por selecionar os dados do estado do Rio Grande do Sul, entendendo que representaria um conjunto maior de usuários, além de absorver parte do deslocamento de consumo entre regiões nos períodos de férias (já que as regiões, metropolitana, serra e litoral, possuem concessionárias diferentes). A seleção dos dados de consumo de energia elétrica de um estado, inviabiliza a análise da influência da temperatura, haja vista a dificuldade de optar por um dado que represente toda a extensão territorial. Além disso, a temperatura varia significativamente ao longo do dia, dificultando a escolha de um único dado para representação mensal. A indisponibilidade de informações, mensais e regionais, de renda dos consumidores descartou a possibilidade de avaliar a elasticidade-renda da demanda de energia elétrica. Assim sendo, devido à carência de

detalhamento do consumo de energia elétrica por faixas e períodos do dia, foram utilizadas as expressões listadas no Quadro 3.2. Todavia, havendo a disponibilidade de registros históricos de demanda e preço para cada consumidor tipo, bem como a segmentação por períodos do dia (fora de ponta, intermediário e ponta), é possível calcular a regressão por um procedimento semelhante e determinar as funções específicas. Além disso, independente de como foram obtidos os dados para calcular as regressões análogas às do Quadro 3.2, o procedimento para determinação da matriz elasticidade-preço, descrito neste Capítulo, permanece o mesmo.

## 4 ESTUDOS DE CASOS E RESULTADOS

Neste Capítulo, são apresentados os estudos de casos realizados e os resultados obtidos no PRD baseado em preços, aplicado a consumidores residenciais, de uma rede com a topologia do sistema teste IEEE de 34 nós. A simulação e a análise do PRD proposto são demonstradas usando os programas PSL<sup>®</sup> DMS (PSL, 2013) e Matlab<sup>®</sup> (MATHWORKS, 2015). O algoritmo desenvolvido em ambiente Matlab<sup>®</sup> tem como entradas, as curvas de carga dos transformadores de um sistema de distribuição e as tarifas de energia elétrica, e apresenta como saída, o novo perfil de carregamento do sistema. Para avaliar o comportamento das perdas ativas e o perfil de tensão da rede, o programa PSL<sup>®</sup> DMS foi utilizado, o qual calcula o fluxo de potência trifásico para as curvas de carga típicas, antes e depois da adesão dos consumidores à tarifa branca.

Desta forma, no Capítulo 4 inicialmente é apresentada a análise de sensibilidade da resposta à demanda dos estudos de casos. Posteriormente, são listadas as principais características da rede teste de distribuição de energia elétrica, bem como uma análise de sensibilidade do seu desempenho. Por fim, os resultados obtidos são comparados aos dados encontrados na revisão bibliográfica.

### 4.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS RESPOSTAS À DEMANDA

Esta análise objetiva avaliar a influência da variação dos parâmetros que compõem as equações do PRD proposto, apresentadas no Capítulo 3. Deste modo, para cada estudo de caso será avaliada a sensibilidade das elasticidades-preço, próprias e cruzadas, na alteração das curvas de carga típicas e no valor da fatura mensal de energia elétrica dos consumidores.

#### 4.1.1 Estudo de Caso A

O objetivo do estudo de Caso A é verificar o impacto da adesão de consumidores residenciais à tarifa branca, de forma que o consumo total não se modifique, ou seja, permaneça igual ao Caso Base (sem resposta à demanda), considerando que os consumidores são do tipo longo alcance (caracterizados na seção 2.2.6). Por meio da expressão (3.12), obtém-se a seguinte matriz de elasticidade-preço para a Faixa 1, dada em p.u.<sup>13</sup>:

---

<sup>13</sup> Os valores base para o cálculo do consumo de energia elétrica e da tarifa em p.u. constam no Apêndice A.

$$\mathbf{E}_A^1 = \begin{bmatrix} -0,3145 & 0,0587 & 0,1231 & 0,2625 \\ 0,1258 & -0,0680 & 0,0130 & 0,0276 \\ 0,1887 & 0,0093 & -0,1360 & 0,0414 \\ 0 & 0 & 0 & -0,3315 \end{bmatrix}. \quad (4.1)$$

Conforme a expressão (3.11), para que o consumo total permaneça inalterado, antes e depois do PRD, é necessário que a soma das elasticidades cruzadas de uma coluna seja igual ao valor absoluto da elasticidade própria da mesma coluna, porém com sinal contrário. Por exemplo, o somatório das elasticidades  $\varepsilon(2,1)$ ,  $\varepsilon(3,1)$  e  $\varepsilon(4,1)$  é igual a 0,3145, ou seja,  $-\varepsilon(1,1)$ .

Na expressão (3.12), constam ponderações nas elasticidades cruzadas, de maneira que a parcela de deslocamento de consumo seja proporcional às horas do período. Exemplificando: as elasticidades  $\varepsilon(1,4)$ ,  $\varepsilon(2,4)$  e  $\varepsilon(3,4)$  correspondem às frações 19/24, 2/24 e 3/24, respectivamente. Isso significa que toda a alteração de demanda ocorrida no final de semana, em decorrência da elasticidade  $\varepsilon(4,4)$ , afetará a demanda dos períodos de fora ponta, intermediário e ponta dos dias úteis, em tais proporções. Transformando a expressão (4.1) em valores percentuais, é possível entender a proporcionalidade das elasticidades-preço entre os períodos analisados, conforme:

$$\mathbf{E}_A^1 = \begin{bmatrix} 100,00 & -86,36 & -90,48 & -79,17 \\ -40,00 & 100,00 & -9,52 & -8,33 \\ -60,00 & -13,64 & 100,00 & -12,50 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 100,00 \end{bmatrix} \%, \quad (4.2)$$

onde a alteração de demanda do final de semana (100 %), representada pela elasticidade  $\varepsilon(4,4)$ , implica 79,17 %, 8,33 % e 12,5 % de alteração nos períodos (dos dias úteis) fora de ponta, intermediário e ponta, respectivamente. Por outro lado, as elasticidades  $\varepsilon(4,1)$ ,  $\varepsilon(4,2)$  e  $\varepsilon(4,3)$  são iguais à zero, pois toda a alteração de demanda ocorrida no horário de ponta, intermediário ou fora ponta, dos dias úteis, será remanejada entre os períodos do mesmo dia, sem deslocamentos para os finais de semana.

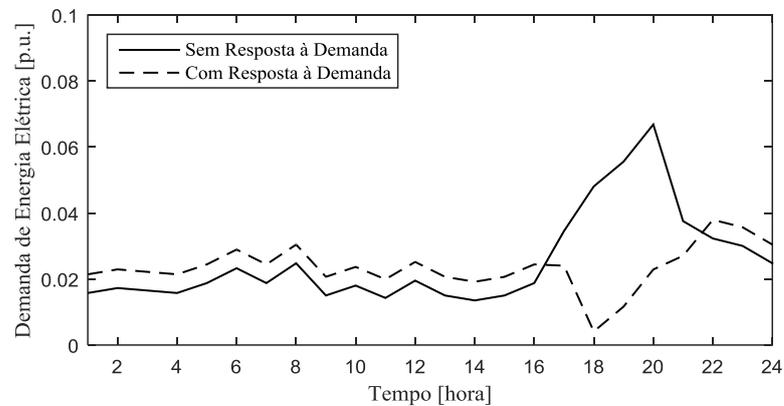
Utilizando a expressão (3.9), a qual inclui as elasticidades-preço dadas na expressão (4.1) e os valores das tarifas branca e convencional, com impostos, são obtidos os seguintes valores:

$$\Delta \mathbf{D}_A^1 = \begin{bmatrix} \Delta d(1) \\ \Delta d(2) \\ \Delta d(3) \\ \Delta d(4) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,1075 \\ -0,0210 \\ -0,1318 \\ 0,0454 \end{bmatrix} \text{ p.u.}, \quad (4.3)$$

onde  $\Delta d$  representa a variação de demanda de energia elétrica mensal para o período fora de ponta, intermediário e ponta (dos dias úteis), representados pelos índices 1, 2 e 3, respectivamente. A alteração de demanda no final de semana é representada por  $\Delta d(4)$ . Tendo em vista que foi calculada a regressão linear para os três períodos dos dias úteis e para os finais de semana, no presente estudo, a elasticidade própria do final de semana não é igual à elasticidade própria do período fora de ponta dos dias úteis, diferenciando-se da maioria das referências pesquisadas, como Aalami, Moghaddam e Yousefi (2010) e Goulart (2015). Analisando os dados da expressão (4.3), verifica-se que para atender ao objetivo do Caso A, aumenta-se o consumo de energia elétrica, no período fora de ponta dos dias úteis e nos finais de semana. Já nos períodos, intermediário e ponta dos dias úteis, o consumo de energia elétrica é reduzido.

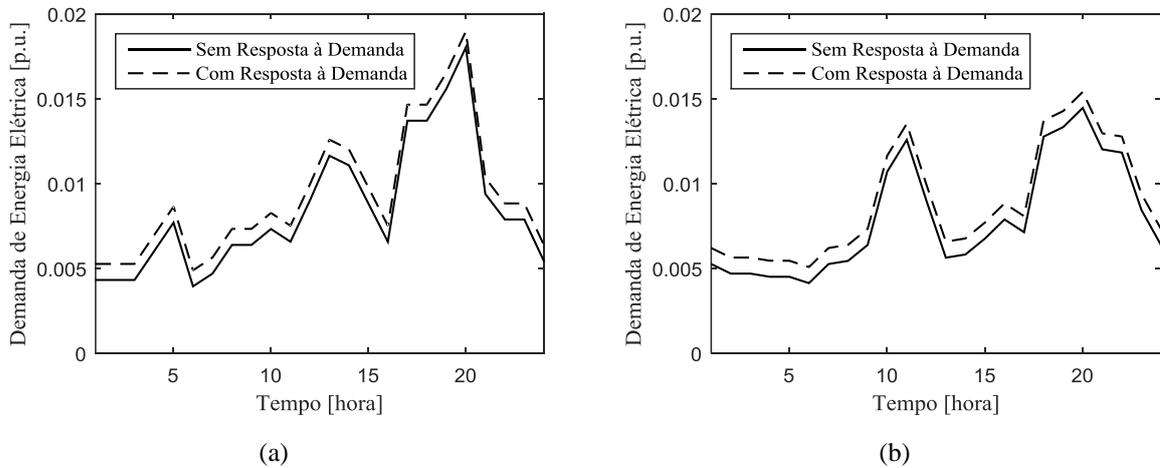
A partir da expressão (4.3) foram realizadas as devidas modificações nas curvas de carga típicas, de consumidores da Faixa 1, para o Caso A. Nos dias úteis, ocorre a redução da demanda entre às 18h00min e às 22h59min, e aumento da demanda entre as 23h00min e as 17h59min. Nos finais de semana, ocorre o aumento de demanda 24h/dia. Tais modificações são ilustradas nas Figuras 4.1 a 4.2.

Figura 4.1 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso A.



Fonte: A Autora (2016).

Figura 4.2 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso A: (a) sábados; (b) domingos.



Fonte: A Autora (2016).

A Tabela 4.1 lista os percentuais de alteração do consumo (em cada período do dia e dia da semana) do Caso A em relação Caso Base (sem resposta à demanda). Tais percentuais estão diretamente relacionados aos valores das elasticidades-preço, as quais se baseiam nas regressões lineares de cada faixa, que foram ponderadas de acordo com a participação ilustrada pela Figura 3.5.

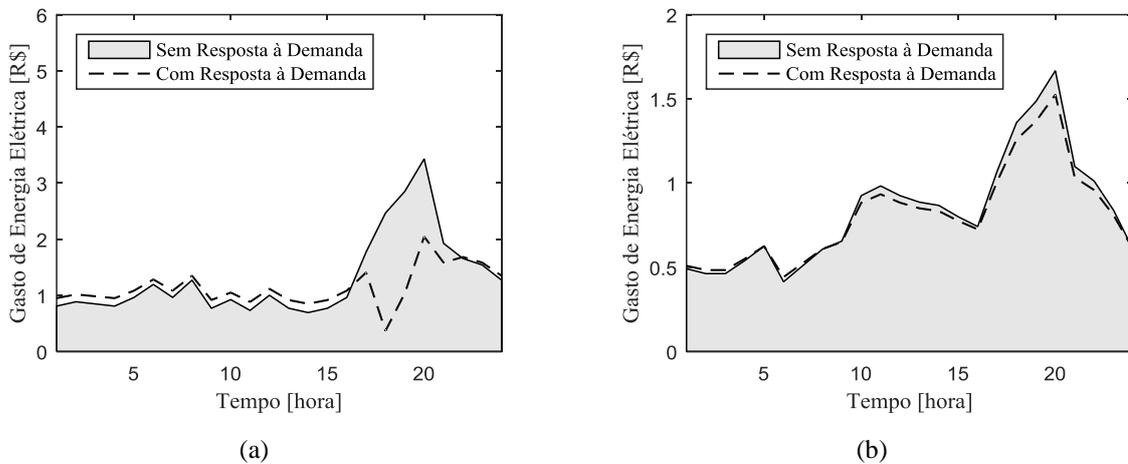
Tabela 4.1 - Percentuais de alteração no consumo e faturamento mensal de energia elétrica do consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso A.

Alteração no Consumo de Energia Elétrica [%]					Alteração no Faturamento Mensal [%]
Dias Úteis			Finais de Semana	Total Mensal	
Fora de Ponta	Intermediário	Ponta	Fora de Ponta		
29,26	-29,14	-77,33	23,27	0,00	-8,76

Fonte: A Autora (2016).

O consumidor da Faixa 1 ao aderir à tarifa branca com a condição de manter consumo total, antes e depois do PRD, reduz 8,76 % do valor mensal pago. A Figura 4.3 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana (gastos com sábados e domingos), de um consumidor da Faixa 1 para o Caso A.

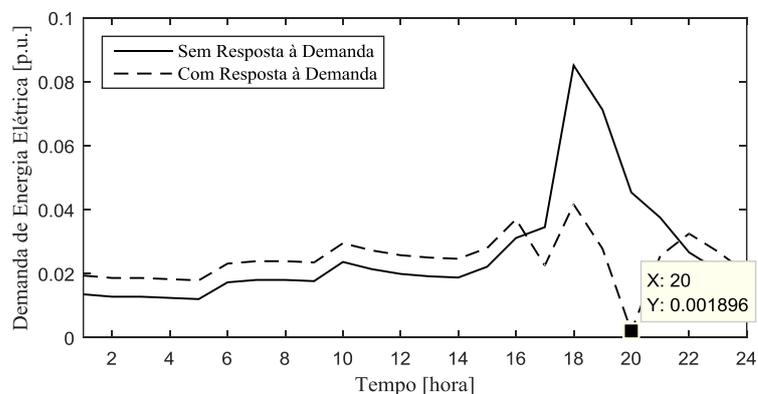
Figura 4.3 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 1 para o Caso A, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



Fonte: A Autora (2016).

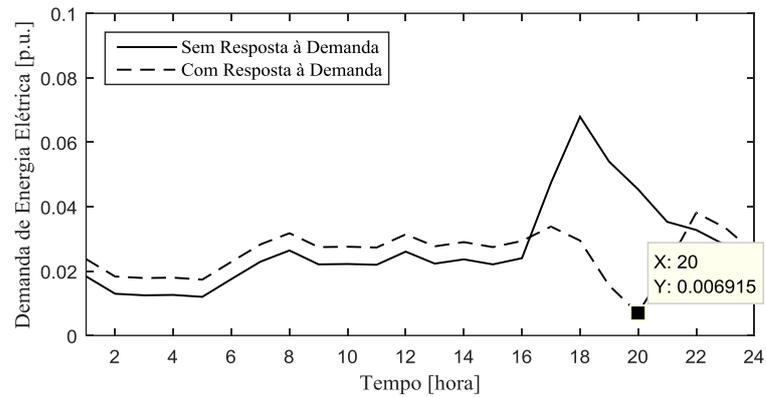
De maneira a analisar a resposta à demanda das demais Faixas de consumo, foram calculadas as variações de demanda por período, análogas à expressão (4.3). No entanto, verificou-se que para manter o consumo total, são registradas demandas negativas ou próximas a zero, conforme demonstram as Figuras 4.4 a 4.7. Esta situação ocorre, porque toda a variação de energia do período fora de ponta dos dias úteis é compensada nos períodos de ponta e intermediário do mesmo dia. Desta forma, o aumento de consumo ocorrido em 19 horas (fora ponta), será subtraído de 5 horas (intermediário + ponta), o que inviabiliza manter o consumo total. Nesse contexto, o Caso A foi descartado das simulações para os sistemas testes.

Figura 4.4 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 2 para o Caso A.



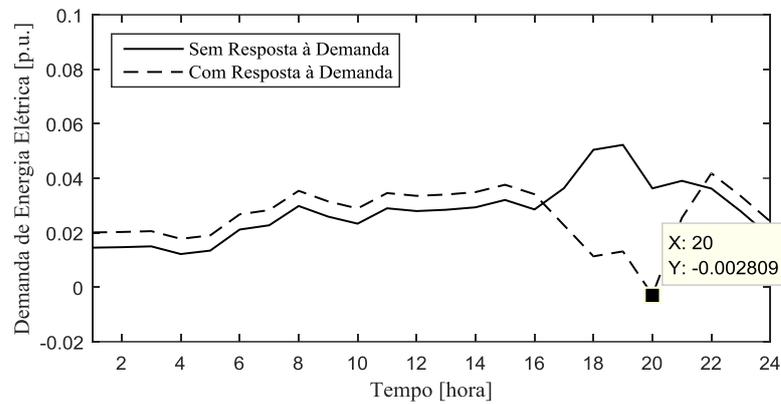
Fonte: A Autora (2016).

Figura 4.5 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 3 para o Caso A.



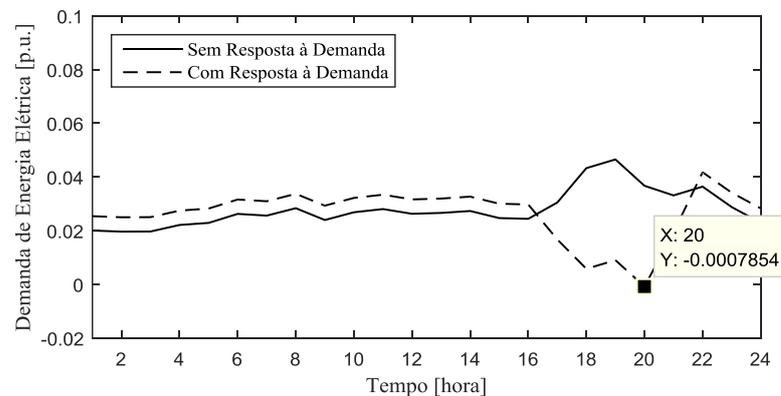
Fonte: A Autora (2016).

Figura 4.6 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 4 para o Caso A.



Fonte: A Autora (2016).

Figura 4.7 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 5 para o Caso A.



Fonte: A Autora (2016).

#### 4.1.2 Estudo de Caso B

O objetivo do estudo de Caso B é verificar o impacto da adesão de consumidores residenciais, de curto alcance, à tarifa branca. Nesse caso, é muito provável que o consumo total se modifique, uma vez que esse tipo de consumidor não desloca consumo entre horários, conforme explicado na Seção 2.2.6. Nesse caso, as elasticidades cruzadas são iguais à zero. Por meio da expressão (3.13), a matriz de elasticidade-preço para a Faixa 1 é dada por:

$$\mathbf{E}_B^1 = \begin{bmatrix} -0,3145 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0,0680 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,1360 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0,3315 \end{bmatrix} \text{p.u.} \quad (4.4)$$

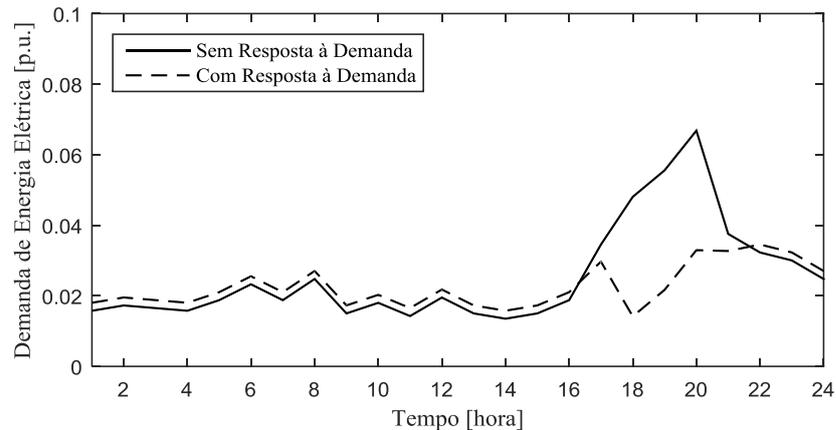
Utilizando a expressão (3.9), a qual inclui as elasticidades-preço dadas na expressão (4.4) e os valores das tarifas branca e convencional, com impostos, são obtidos os seguintes valores de variação de demanda de energia elétrica por período:

$$\Delta \mathbf{D}_B^1 = \begin{bmatrix} \Delta d(1) \\ \Delta d(2) \\ \Delta d(3) \\ \Delta d(4) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0430 \\ -0,0097 \\ -0,1016 \\ 0,0454 \end{bmatrix} \text{p.u.} \quad (4.5)$$

Analisando os valores da expressão (4.5), verifica-se que, da mesma maneira que no Caso A, o consumo de energia elétrica aumenta, no período fora de ponta dos dias úteis e nos finais de semana, e reduz, nos períodos intermediário e ponta dos dias úteis. Ao zerar as elasticidades-cruzadas, os valores de variação de demanda nos dias úteis reduzem significativamente, em relação ao Caso A. Por outro lado, nos dois Casos as elasticidades-preço  $\varepsilon(4,1)$ ,  $\varepsilon(4,2)$  e  $\varepsilon(4,3)$  são iguais à zero, resultando no mesmo valor de  $\Delta d(4)$ .

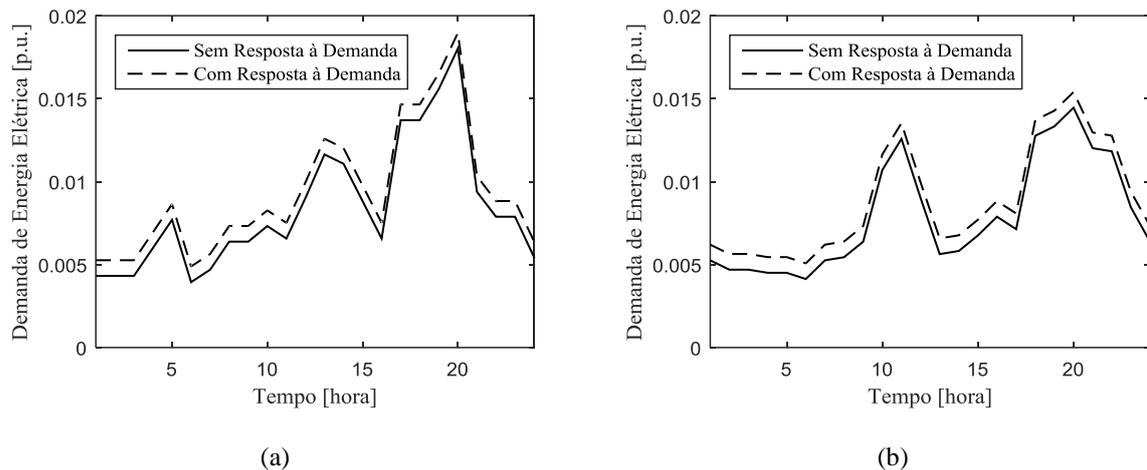
A partir da expressão (4.5) foram realizadas as devidas modificações das curvas de carga típicas, de consumidores da Faixa 1, para o Caso B. Nos dias úteis, ocorre a redução da demanda entre às 18h00min e às 22h59min, e aumento da demanda entre as 23h00min e as 17h59min, conforme ilustra a Figura 4.8 Nos finais de semana, ocorre o aumento de demanda 24h/dia, conforme ilustram as Figuras 4.9 (a) e 4.9 (b).

Figura 4.8 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso B.



Fonte: A Autora (2016).

Figura 4.9 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso B: (a) sábados; (b) domingos.



Fonte: A Autora (2016).

A Tabela 4.2 lista os percentuais de alteração da demanda do Caso B em relação ao Caso Base, sem resposta à demanda, para cada período. Tais percentuais estão diretamente relacionados aos valores das elasticidades-preço, as quais se baseiam nas regressões lineares de cada faixa, que foram ponderadas de acordo com a participação ilustrada pela Figura 3.5.

Tabela 4.2 - Percentuais de alteração no consumo mensal de energia elétrica do Caso B.

Faixa	Alteração no Consumo de Energia Elétrica [%]				
	Dias Úteis			Finais de Semana	Total Mensal
	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta	Fora de Ponta	
1	11,72	-13,44	-59,63	23,27	-2,29
2	11,90	-18,51	-50,42	23,00	-3,00
3	12,19	-14,64	-49,37	23,32	-3,00
4	11,61	-14,45	-59,42	22,94	-0,27
5	11,37	-15,23	-60,25	23,35	0,71

Fonte: A Autora (2016).

Analisando os resultados da Tabela 4.2, nota-se que o único consumidor de curto alcance que aumenta o seu consumo total pertence à Faixa 5, uma vez que o aumento de consumo nos finais de semana, supera a redução de consumo que ocorre no restante do mês. Por outro lado, analisando o gasto mensal verifica-se que o consumidor de curto alcance, para todas as faixas, reduz a fatura de eletricidade, conforme mostra a Tabela 4.3. É importante salientar que inclusive os consumidores da Faixa 5, que aumentam o consumo mensal, reduzem o valor total na fatura de energia elétrica.

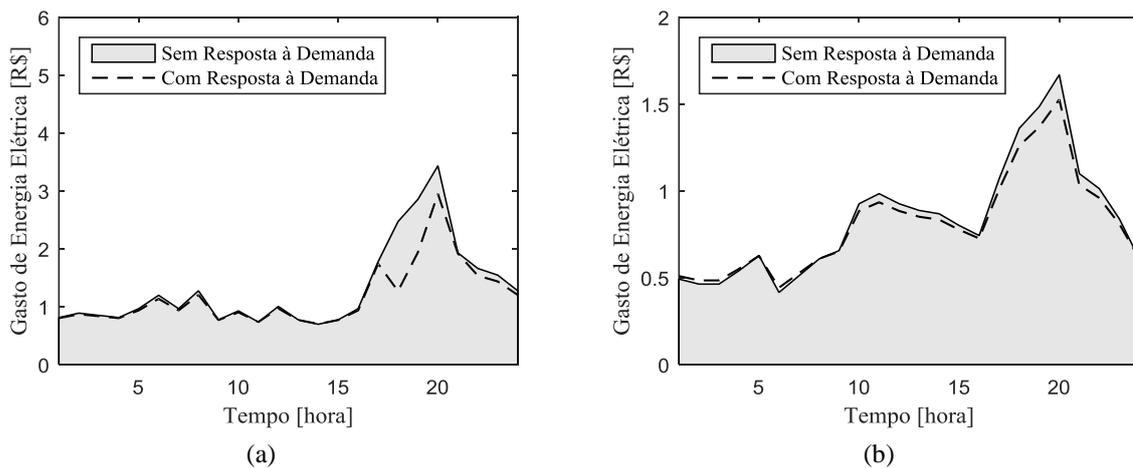
Tabela 4.3 - Percentuais de alteração no gasto mensal de energia elétrica do Caso B.

Faixa	Alteração da Fatura Mensal de Eletricidade com PRD [%]
1	-7,79
2	-5,78
3	-4,63
4	-7,07
5	-7,05

Fonte: A Autora (2016).

A Figura 4.10 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana, de um consumidor da Faixa 1 para o Caso B. Observa-se que mesmo aumentando 23,27 % do consumo nos finais de semana, ocorre redução nos gastos.

Figura 4.10 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 1 para o Caso B, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



Fonte: A Autora (2016).

As demais matrizes de elasticidade-preço, análogas à expressão (4.4), bem como as curvas típicas e os gastos mensais das Faixas 2 a 5, são apresentadas no Apêndice D.

### 4.1.3 Estudo de Caso C

O objetivo do estudo de Caso C é verificar o impacto da adesão de consumidores residenciais à tarifa branca, de forma que o gasto mensal não se modifique, ou seja, permaneça igual ao Caso Base, considerando que os consumidores são do tipo longo alcance. Esse estudo de caso pondera os deslocamentos de demanda entre horários, conforme os fatores de ajuste explicados na Seção 3.3.2. Por meio da expressão (3.25), obtém-se a seguinte matriz de elasticidade-preço para a Faixa 1:

$$\mathbf{E}_C^1 = \begin{bmatrix} -0,3145 & 0,0534 & 0,1242 & 0,0530 \\ 0,0254 & -0,0680 & 0,0131 & 0,0056 \\ 0,0381 & 0,0084 & -0,1360 & 0,0084 \\ 0 & 0 & 0 & -0,3315 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (4.6)$$

Conforme a expressão (3.24), para que o gasto mensal total permaneça inalterado, antes e depois do PRD, o valor de K é de 1,0096. Na expressão (3.25) constam ponderações nas elasticidades cruzadas, de maneira que a parcela de deslocamento de consumo seja proporcional às horas do período. Além disso, os fatores  $k_f$ ,  $k_i$ ,  $k_p$  e  $k_{fs}$  garantem um cenário mais realista, uma vez que ajustam o deslocamento de consumo entre horários, evitando que eventualmente a demanda de um consumidor fique negativa.

Utilizando a expressão (3.9), a qual inclui as elasticidades-preço dadas na expressão (4.6) e os valores das tarifas branca e convencional, com impostos, são obtidos os seguintes valores:

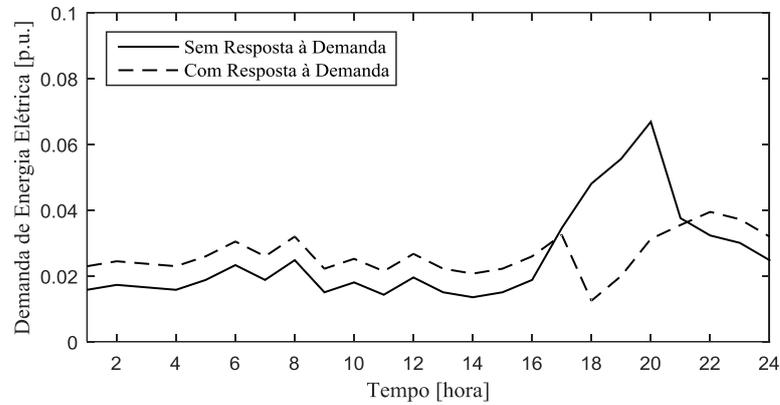
$$\Delta \mathbf{D}_C^1 = \begin{bmatrix} \Delta d(1) \\ \Delta d(2) \\ \Delta d(3) \\ \Delta d(4) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,1362 \\ -0,0042 \\ -0,1068 \\ 0,0454 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (4.7)$$

Analisando os dados da expressão (4.7), verifica-se que, para atender ao objetivo do Caso C, aumenta-se o consumo de energia elétrica, no período fora de ponta dos dias úteis e nos finais de semana. Já nos períodos, intermediário e ponta dos dias úteis, o consumo de energia elétrica é reduzido.

A partir da expressão (4.7) foram realizadas as devidas modificações das curvas de carga típicas, de consumidores da Faixa 1, para o Caso C. A Figura 4.12 ilustra a as curvas de

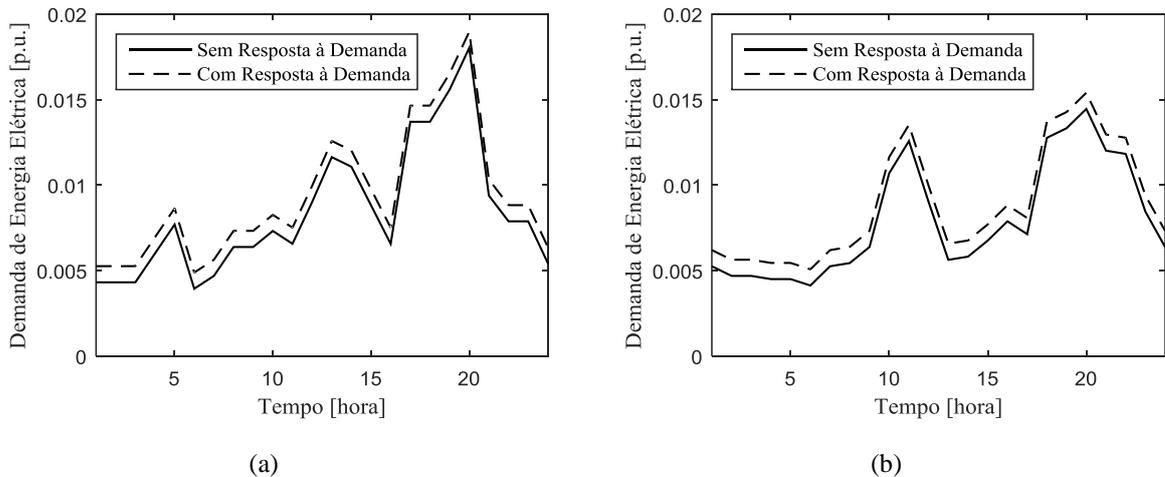
carga antes e depois do PRD, para um dia útil. As curvas de carga dos sábados e domingos são ilustradas na Figura 4.13 (a) e 4.13 (b), respectivamente.

Figura 4.11 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso C.



Fonte: A Autora (2016).

Figura 4.12 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 1 para o Caso C: (a) sábados; (b) domingos.



Fonte: A Autora (2016).

A Tabela 4.4 lista os percentuais de alteração da demanda do Caso C em relação ao Caso Base, sem resposta à demanda, para cada período. Tais percentuais estão diretamente relacionados aos valores das elasticidades-preço, as quais se baseiam nas regressões lineares de cada faixa, que foram ponderadas de acordo com a participação ilustrada pela Figura 3.5.

Tabela 4.4 - Percentuais de alteração no consumo mensal de energia elétrica do Caso C.

Faixa	Alteração no Consumo de Energia Elétrica [%]				
	Dias Úteis			Finais de Semana	Total Mensal
	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta	Fora de Ponta	
1	37,10	-5,76	-62,66	23,27	7,06
2	31,23	-12,96	-51,99	23,00	3,88
3	26,79	-11,66	-51,80	23,32	5,18
4	31,84	-9,69	-64,44	22,94	8,50
5	31,07	-10,48	-66,98	23,35	9,64

Fonte: A Autora (2016).

O consumidor da Faixa 1 ao aderir à tarifa branca fixa o valor mensal da fatura de energia elétrica, antes e depois do PRD, conforme evidencia a Tabela 4.5.

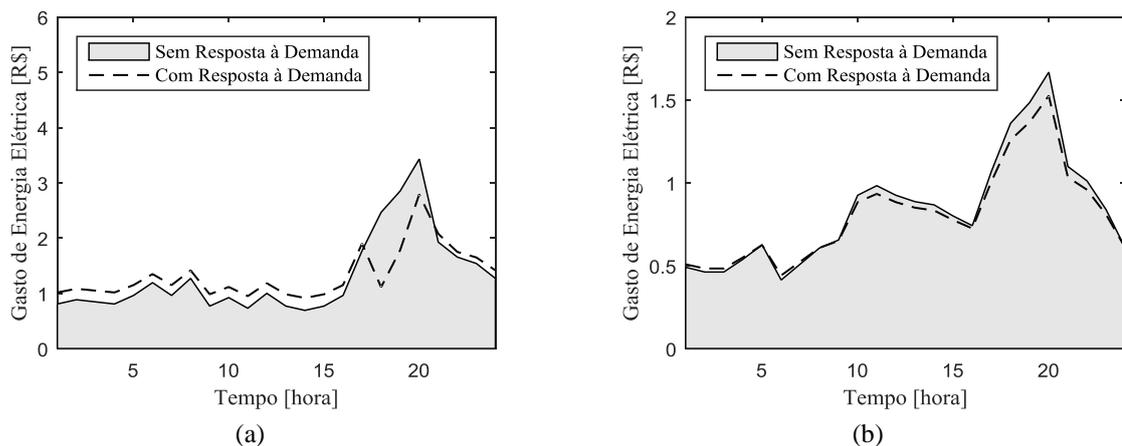
Tabela 4.5 - Percentuais de alteração no gasto mensal de energia elétrica do Caso C.

Faixa	Alteração da Fatura Mensal de Eletricidade com PRD [%]
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0

Fonte: A Autora (2016).

A Figura 4.13 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana, de um consumidor da Faixa 1 para o Caso C.

Figura 4.13 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 1 para o Caso C, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



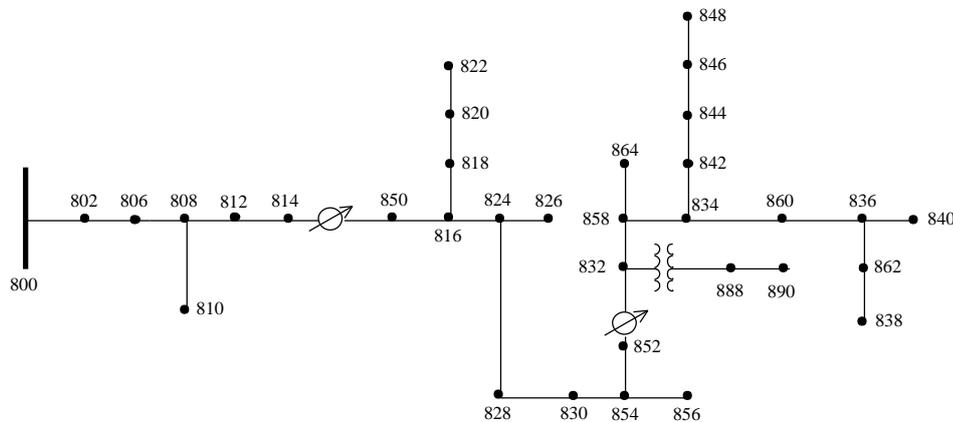
Fonte: A Autora (2016).

As demais matrizes de elasticidade-preço, análogas à expressão (4.6), bem como as curvas típicas e os gastos mensais das Faixas 2 a 5, são apresentadas no Apêndice E.

## 4.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE

Com o enfoque no sistema de distribuição e a fim de avaliar o desempenho da metodologia proposta, foram feitos estudos numéricos em uma rede com a topologia do sistema teste IEEE de 34 nós (KERSTING *et al.*, 2008). O sistema consiste em um alimentador de distribuição radial, com tensão nominal de 24,9 kV, cargas desbalanceadas e é ilustrado pela Figura 4.14.

Figura 4.14 - Sistema teste IEEE de 34 nós.



Fonte: Kersting *et al.* (2008).

De maneira a adaptar o sistema teste para a simulação no PSL<sup>®</sup> DMS, foram realizadas as seguintes alterações (os dados numéricos constam no Quadro 4.1):

- o carregamento horário dos transformadores de distribuição (TD) foi obtido assumindo que a carga do alimentador corresponde ao horário de ponta (19 h);
- todas as cargas foram representadas como TDs monofásicos. Logo, as cargas bifásicas ou trifásicas foram representadas como 2 ou 3 transformadores monofásicos, respectivamente;
- para evitar que transformadores monofásicos de diferentes potências fossem conectados no mesmo nó, todos os transformadores foram padronizados conforme a maior potência;
- as cargas distribuídas foram consideradas conectadas no final das respectivas linhas, tendo em vista ser esta a situação de pior caso, ou seja, a que resulta nas maiores perdas e quedas de tensão na rede;
- em cada TD foram incluídos consumidores de baixa tensão das 5 faixas. Para isso, com o auxílio do Programa PSL<sup>®</sup>, considerou-se que em cada TD, 4 % do consumo

correspondia aos consumidores da Faixa 1, 17 % à Faixa 2, 60 % à Faixa 3, 13 % à Faixa 4 e 6 % à Faixa 5 (conforme ilustrado na Figura 3.5);

- a potência nominal de cada TD foi tomada de um conjunto de valores padrão e com critério de sobrecarga de 150% da potência nominal, conforme ABNT (1997).

Quadro 4.1 - Modificações no sistema teste IEEE 34 nós.

Nó	Fase 1			Fase 2			Fase 3		
	IEEE		Simulação	IEEE		Simulação	IEEE		Simulação
	P [kW]	Q [kvar]	Potência Adotada [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Potência Adotada [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Potência Adotada [kVA]
806	-	-	-	30	15	1 x 25	26	13	1 x 25
810	-	-	-	16	8	1 x 15	-	-	-
820	34	17	1 x 37,5	-	-	-	-	-	-
822	45	23	3 x 37,5	-	-	-	-	-	-
	45	23		-	-		-	-	
	45	23		-	-		-	-	
824	-	-	-	5	3	1 x 5	-	-	-
826	-	-	-	40	20	1 x 37,5	-	-	-
828	-	-	-	-	-	-	4	2	1 x 5
830	7	4	2 x 25	-	-	1 x 25	-	-	1 x 25
	10	5		10	5		25	13	
834	4	2	1 x 15	15	8	1 x 15	13	7	1 x 15
836	30	15	1 x 37,5	10	5	1 x 37,5	42	21	1 x 37,5
838	-	-	-	28	14	1 x 25	-	-	-
840	18	9	2 x 25	22	11	2 x 25	-	-	1 x 25
	9	5		9	5		9	5	
844	9	5	3 x 75	-	-	2 x 25	-	-	2 x 25
	68	34		68	34		68	34	
	68	34		68	34		68	34	
846	-	-	-	25	13	1 x 25	20	10	1 x 25
848	-	-	1 x 25	23	12	2 x 25	-	-	1 x 25
	20	10		20	10		20	10	
856	-	-	-	4	2	1 x 5	-	-	-
858	7	4	1 x 10	2	1	1 x 10	6	3	1 x 10
860	16	8	2 x 50	20	10	2 x 50	55	28	3 x 50
							55	28	
	20	10		20	10		20	10	
864	2	1	1 x 5	-	-	-	-	-	-
890	75	38	2 x 75	75	38	2 x 75	75	38	2 x 75
	75	38		75	38		75	38	
Total	607	308	742,5	585	296	625	581	294	542,5

Fonte: A Autora (2016).

#### 4.2.1 Definição dos de Consumidores Residenciais por TD

De maneira a simular a resposta à demanda, foram inseridos consumidores residenciais em cada transformador da rede, com o auxílio do programa PSL® DMS. Haja vista que o sistema teste IEEE não disponibiliza as curvas de carga dos transformadores,

considerou-se que 4 % do consumo pertence à Faixa 1, 17 % à Faixa 2, 60 % à Faixa 3, 13 % à Faixa 4 e 6 % à Faixa 5 (conforme detalhado na Figura 3.5). Com isso, o número total de consumidores por faixas,  $N_{consumidores}^f$ , pode ser obtido segundo:

$$N_{consumidores}^f = \frac{C_{semPRD}^f}{C_{típico}^f}, \quad (4.8)$$

onde  $C_{semPRD}^f$  corresponde à parcela de consumo do Caso Base pertencente à faixa  $f$  e  $C_{típico}^f$  é o consumo típico de cada faixa. Os 57 transformadores do sistema teste apresentam um montante mensal de 749,13 MWh. Por meio da expressão (4.8), aplicando os percentuais de participação, e dividindo esse valor pelo consumo máximo de cada faixa, obtém-se o número de consumidores da mesma. A Tabela 4.6 lista os percentuais, o consumo máximo  $C_{típico}^f$  e o número total de consumidores por faixa.

Tabela 4.6 - Parâmetros para o cálculo do número de consumidores por Faixa.

Faixa	$C_{semPRD}^f$			$N_{consumidores}^f$
	$C_{típico}^f$	%	MWh	
1	80 kWh	4	29,96	375
2	160 kWh	17	127,33	795
3	500 kWh	60	449,40	898
4	1.000 kWh	13	97,37	97
5	1.500 kWh	6	44,94	29
Total	-	100	749	2.194

Fonte: A Autora (2016).

#### 4.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO SISTEMA TESTE

Esta análise objetiva avaliar o desempenho da rede com topologia do sistema teste IEEE de 34 nós, para os estudos de Casos B e C. Ao analisar a sensibilidade da adesão dos consumidores, tornou-se possível, entre os estudos de casos, avaliar a alteração do fator de utilização dos transformadores, o impacto financeiro no faturamento mensal de eletricidade, o comportamento das perdas ativas mensais e o perfil de tensão. A seguir constam os principais resultados obtidos.

### 4.3.1 Análise do Percentual de Adesão

Inicialmente, foram realizadas simulações variando a adesão dos consumidores à tarifa branca a fim de avaliar o efeito da abrangência do PRD proposto. Baseado em Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) a análise de sensibilidade compreende a parcela de consumidores equivalente à 10, 30 e 100 % do consumo mensal de energia elétrica do sistema teste. As Tabelas 4.7 a 4.9 listam os resultados para os Casos B e C.

Tabela 4.7 - Alteração de consumo e faturamento para adesão equivalente à 10 % do consumo do sistema teste.

Caso	Alteração no Consumo em Relação ao Caso Base [%]					Faturamento [R\$]	Alteração no Faturamento em Relação ao Caso Base [%]
	FP <sup>1</sup>	I <sup>2</sup>	P <sup>3</sup>	FS <sup>4</sup>	M <sup>5</sup>	M	M
Base	--	--	--	--	--	480.090,11	--
B	1,20	-1,52	-5,16	1,16	-0,09	477.492,32	-0,5411
C	2,88	-1,13	-5,43	1,16	0,57	480.092,154	0,0004

Fonte: A Autora (2016).

Nota: <sup>1</sup> Período fora de ponta dos dias úteis.

<sup>2</sup> Período intermediário dos dias úteis.

<sup>3</sup> Período de ponta dos dias úteis.

<sup>4</sup> Período fora de ponta dos finais de semana.

<sup>5</sup> Período mensal.

Tabela 4.8 - Alteração de consumo e faturamento para adesão equivalente à 30 % do consumo do sistema teste.

Caso	Alteração no Consumo em Relação ao Caso Base [%]					Faturamento [R\$]	Alteração no Faturamento em Relação ao Caso Base [%]
	FP	I	P	FS	M	M	M
Base	--	--	--	--	--	480.090,11	--
B	3,60	-4,56	-15,47	3,48	-0,27	472.296,74	-1,6233
C	8,66	-3,40	-16,30	3,48	1,72	480.096,23	0,0012

Fonte: A Autora (2016).

Tabela 4.9 - Alteração de consumo e faturamento para adesão equivalente à 100 % do consumo do sistema teste.

Caso	Alteração no Consumo em Relação ao Caso Base [%]					Faturamento [R\$]	Alteração no Faturamento em Relação ao Caso Base [%]
	FP	I	P	FS	M	M	M
Base	--	--	--	--	--	480.090,11	--
B	11,99	-15,21	-51,57	11,60	-0,90	454.842,68	-5,4110
C	28,87	-11,34	-54,32	11,60	5,73	480.912,73	0,0042

Fonte: A Autora (2016).

Em relação ao consumo mensal, conforme os resultados apresentados nas Tabelas 4.7 a 4.9, os dois casos apresentam alteração, já que o Caso B é composto de consumidores do

tipo Curto Alcance e o Caso C, do tipo Longo Alcance, ambos sem o compromisso de manter o consumo final.

Em relação ao faturamento mensal, o Caso C tem por objetivo fixar o gasto mensal do consumidor, antes e depois do PRD. Deste modo, se todos os consumidores aderirem à tarifa branca praticamente não ocorre alteração no faturamento mensal. No entanto, registra-se um aumento de 5,73 % do consumo mensal. Se comparar com o Caso B, o faturamento reduz 5,4110 % e ainda a redução do consumo na ponta é menor que no Caso C. Além disso, na medida em que mais consumidores aderirem ao PRD, a tendência é que o faturamento da concessionária reduza. Se a parcela de usuários equivalente à 10 % do consumo mensal participar do PRD, no Caso B, a receita mensal com eletricidade é de 477 mil reais. Mas se 30 % participar, o montante diminui para 472 mil reais.

Em relação ao consumo fora da ponta, ocorre aumento nos dois estudos de casos, para os três percentuais de adesão analisados. Isso porque, a tarifa branca nesse horário custa 0,55 R\$/kWh e a tarifa convencional custa 0,64 R\$/kWh (valores anteriormente apresentados na Figura 3.1), favorecendo o acréscimo de consumo neste horário. Observa-se que o Caso C sempre apresenta percentuais de aumento maiores que o Caso B, pois a matriz de elasticidade-preço é composta de coeficientes de elasticidade cruzada, prevendo o deslocamento de consumo para o horário fora de ponta, proveniente dos períodos de ponta e intermediário. Como a matriz do Caso B apresenta apenas coeficientes de elasticidade própria, sem deslocamento de demanda de outros horários, o aumento ocorre apenas pelo incentivo de preço, tornando-se menor se comparado ao Caso C.

Em relação ao consumo do período intermediário, ocorre redução nos dois estudos de casos, para os três percentuais de adesão analisados. Isso porque, a tarifa branca nesse horário custa 0,73 R\$/kWh e a tarifa convencional custa 0,64 R\$/kWh, justificando a retração de consumo neste horário. Observa-se que o Caso C sempre apresenta percentuais de redução menores que o Caso B. Analisando as expressões (3.13) e (3.25), é possível visualizar os parâmetros que influenciam no cálculo da variação de demanda para o período intermediário dos Casos B e C, respectivamente. Extraíndo da expressão (3.13) apenas os termos relacionados com o intermediário e combinando com a expressão (3.9), obtém-se:

$$\Delta d(2) = \begin{bmatrix} 0 & \varepsilon(2,2) & 0 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta p(1) \\ \Delta p(2) \\ \Delta p(3) \\ \Delta p(4) \end{bmatrix}, \quad (4.9)$$

onde  $\Delta d(2)$  representa a variação de demanda do período intermediário para o Caso B. Comprova-se por meio da expressão (4.9) que não há deslocamento de consumo de outros períodos para o horário intermediário. Além disso, a variação de preço no período intermediário é positiva e vale 0,09 R\$/kWh, que multiplicada pela elasticidade  $\varepsilon(2,2)$  resultada em um valor negativo do  $\Delta d(2)$ . Por outro lado, para o Caso C, extraindo da expressão (3.25) apenas os termos relacionados com o intermediário e combinando com a expressão (3.9), obtém-se:

$$\Delta d(2) = \begin{bmatrix} -\varepsilon(1,1)k_f \frac{2}{5}K & \varepsilon(2,2) & -\varepsilon(3,3)k_p \frac{2}{21}K & -\varepsilon(4,4)k_{fs} \frac{2}{24}K \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta p(1) \\ \Delta p(2) \\ \Delta p(3) \\ \Delta p(4) \end{bmatrix}, \quad (4.10)$$

onde  $\Delta d(2)$  representa a variação de demanda do período intermediário para o Caso C. Reescrevendo a expressão (4.10) tem-se:

$$\Delta d(2) = \begin{bmatrix} \varepsilon(2,1) & \varepsilon(2,2) & \varepsilon(2,3) & \varepsilon(2,4) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta p(1) \\ \Delta p(2) \\ \Delta p(3) \\ \Delta p(4) \end{bmatrix}, \quad (4.11)$$

onde  $\varepsilon(2,1)$ ,  $\varepsilon(2,3)$  e  $\varepsilon(2,4)$  representam as elasticidades cruzadas para o período intermediário. Analisando a expressão (4.11), verifica-se que a demanda final será composta não só pela variação do preço no período intermediário, mas também pelas parcelas dos períodos fora de ponta e ponta. Sabe-se que  $\Delta p(1) = \Delta p(4)$  e representam a variação de preço do período fora de ponta (dos dias úteis e finais de semana, respectivamente), a qual é negativa. Ao multiplicá-las pelas elasticidades  $\varepsilon(2,1)$  e  $\varepsilon(2,4)$ , resultam em parcelas negativas. Desta maneira, a variação de demanda do período intermediário para o Caso C resultará em um valor menor, se comparado ao Caso B.

Em relação ao consumo no horário de ponta, ocorre redução nos dois estudos de casos, para os três percentuais de adesão analisados. Isso porque, a tarifa branca nesse horário custa 1,12 R\$/kWh e a tarifa convencional custa 0,64 R\$/kWh, justificando a retração de consumo neste horário. Além disso, a variação de demanda do horário de ponta,  $\Delta d(3)$ , é dada por:

$$\Delta d(3) = \begin{bmatrix} \varepsilon(3,1) & \varepsilon(3,2) & \varepsilon(3,3) & \varepsilon(3,4) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta p(1) \\ \Delta p(2) \\ \Delta p(3) \\ \Delta p(4) \end{bmatrix}. \quad (4.12)$$

Haja vista que o Caso B não possui a parcela de variação  $\varepsilon(3,2) \Delta p(2)$  (já que as elasticidades cruzadas são iguais à zero), o Caso C supera a redução na ponta se comparado ao Caso B, para todos os percentuais de adesão analisados.

Em relação ao consumo dos finais semana, a variação de preços é igual ao período fora de ponta, uma vez que não há ponta e intermediário nos sábados e domingos. A variação de demanda nos finais de semana,  $\Delta d(4)$  é calculada de acordo com:

$$\Delta d(4) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & \varepsilon(4,4) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta p(1) \\ \Delta p(2) \\ \Delta p(3) \\ \Delta p(4) \end{bmatrix}. \quad (4.13)$$

Tendo em vista que não há deslocamento de consumo do final de semana para os dias úteis, apenas a elasticidade  $\varepsilon(4,4)$  é diferente de zero. Assim, para ambos os casos, a variação deste período será igual.

A partir desta análise sensibilidade entre os estudos de caso, constatou maior sensibilidade dos resultados quando a adesão era de 30 % se comparado à adesão de 10 %. Além disso, Goulart (2013) afirma que 30 % de adesão condiz com um cenário realista, o qual se assemelha aos PRDs aplicados no Canadá e na França. Considera-se também, que 100 % de adesão à tarifa branca, não condiz com a realidade de uma tarifa opcional. Nesse contexto, foi escolhido analisar as perdas ativas e o perfil de tensão do sistema teste com o percentual de 30 % de adesão.

### 4.3.2 Análise das Perdas Ativas Mensais

Com o auxílio do programa PSL<sup>®</sup>, foram calculadas as perdas típicas (em kWh) considerando a parcela de adesão dos consumidores equivalente à 30 % do consumo mensal. A Tabela 4.10 apresenta os dados para cada estudo de caso comparado ao Caso Base.

Tabela 4.10 - Alteração das perdas ativas mensais das linhas.

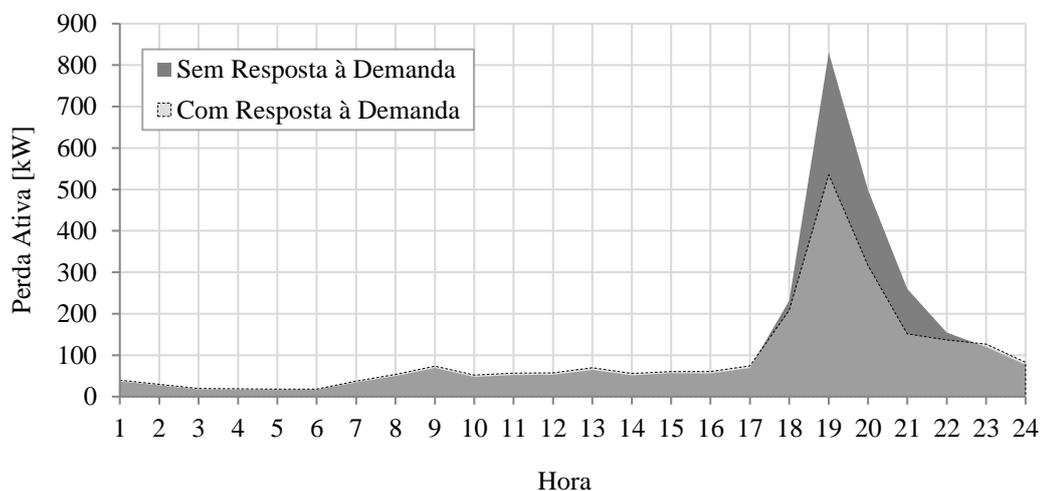
Caso	Alteração das Perdas Ativas em Relação ao Caso Base [%]				
	FP	I	P	FS	M
Base	--	--	--	--	--
B	8,12	-10,42	-36,86	8,30	-9,96
C	19,83	-7,70	-38,48	8,30	-7,79

Fonte: A Autora (2016).

Nos dias úteis, em relação às perdas ativas no período fora de ponta, o Caso C apresenta um aumento maior em relação ao Caso Base, se comparado com o Caso B. Isso ocorre porque o Caso C apresenta um aumento de 8,66 % no consumo, enquanto no Caso B o aumento registrado é de 3,60 %. Observa-se que como a tarifa é menor no período fora de ponta, ocorreu um aumento no consumo e, inevitavelmente, nas perdas ativas deste período. Por outro lado, em relação às perdas ativas no período intermediário, o Caso B apresenta uma redução maior que o Caso C.

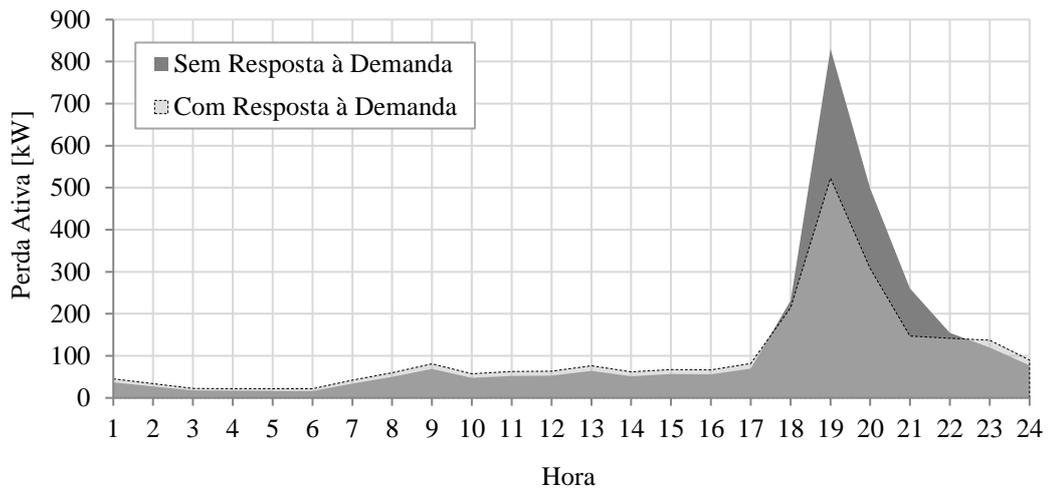
Em relação às perdas ativas no horário de ponta, ambos os casos apresentam uma redução em torno de 37 %, uma vez que a redução do consumo no mesmo horário é de aproximadamente 16 % para os dois casos. As Figuras 4.15 e 4.16 ilustram as perdas ativas horárias do sistema IEEE para os dias úteis dos Casos B e C, respectivamente.

Figura 4.15 - Perdas ativas do sistema teste IEEE para os dias úteis do Caso B.



Fonte: A Autora (2016).

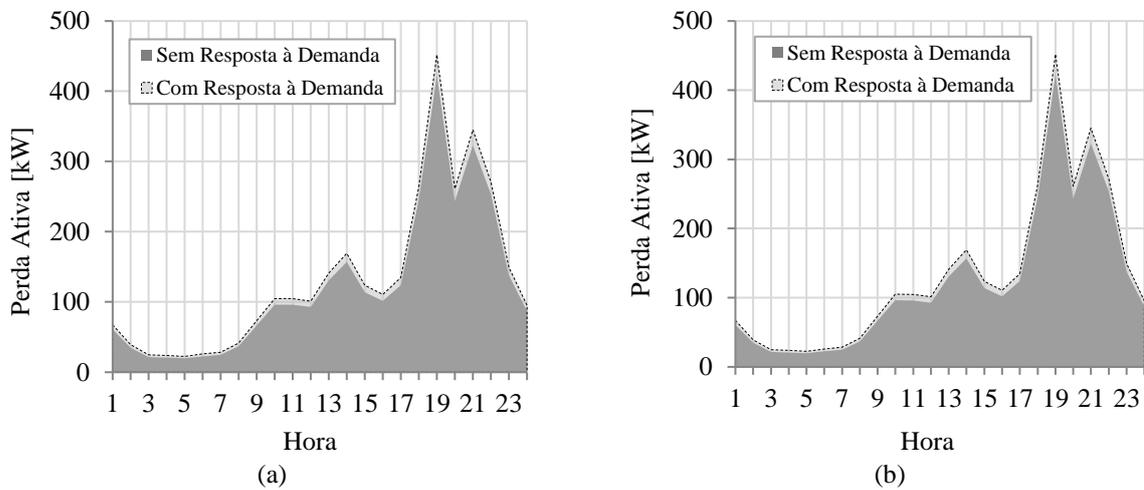
Figura 4.16 - Perdas ativas do sistema teste IEEE para um dia útil do Caso C.



Fonte: A Autora (2016).

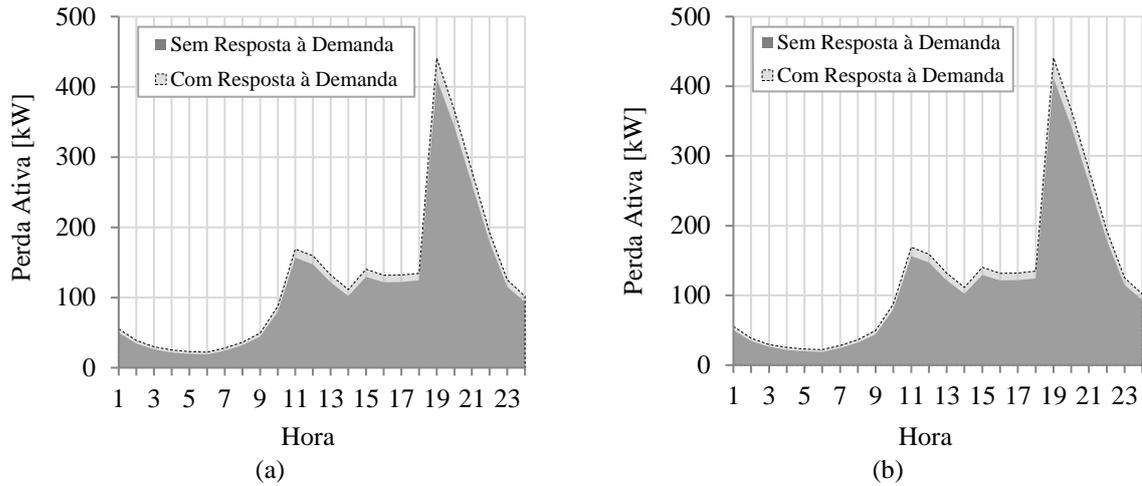
Em relação às perdas ativas registradas nos finais de semana, ambos os casos apresentam o mesmo aumento de consumo, logo o acréscimo das perdas ativas é igual a 8,30%. As Figuras 4.17 e 4.18 ilustram a alteração das perdas nos sábados (a) e nos domingos (b).

Figura 4.17 - Perdas ativas do sistema teste IEEE para os sábados dos Casos: (a) B e (b) C.



Fonte: A Autora (2016).

Figura 4.18 - Perdas ativas do sistema teste IEEE para os domingos dos Casos: (a) B e (b) C.



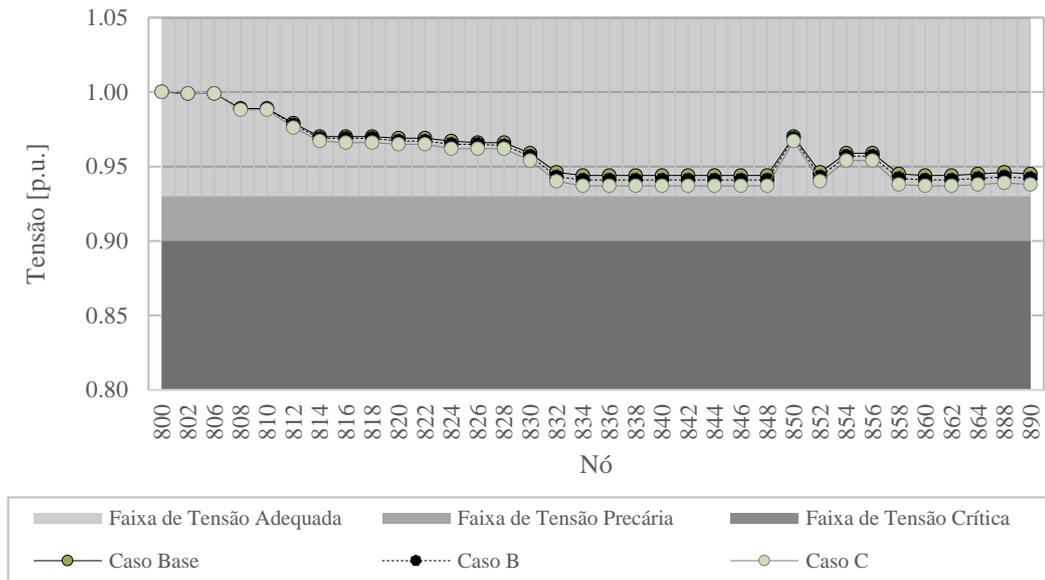
Fonte: A Autora (2016).

Por fim, em relação às perdas ativas mensais, de acordo com os dados listados na Tabela 4.10, o Caso B apresenta o menor valor de perdas em relação ao Caso C. Isso ocorre, pois no Caso C há um aumento de 1,72 % no consumo mensal, e consequentemente, aumentam as perdas totais.

### 4.3.3 Análise do Perfil de Tensão

Com o objetivo de demonstrar a influência da resposta à demanda no comportamento da tensão, foi analisado o valor de tensão em cada nó em três períodos de um dia útil. Em relação ao período fora de ponta, monitorou-se a tensão às 00h nos estudos de caso. Haja vista que os patamares de demanda ativa aumentaram para os Casos B e C em relação ao Caso Base, os níveis de tensão foram reduzidos, conforme demonstra a Figura 4.19.

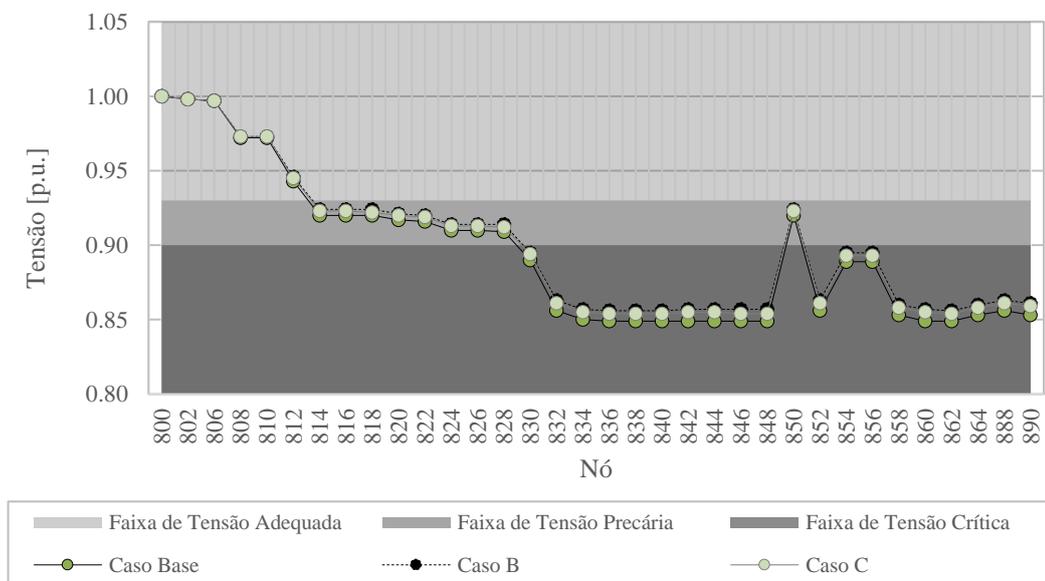
Figura 4.19 - Comportamento da tensão às 00h para os estudos de caso.



Fonte: A Autora (2016).

Em relação ao período intermediário, analisando a tensão dos nós às 17h dos Casos B e C, verificou-se que a tensão permaneceu praticamente a mesma para a maioria dos nós, em relação ao Caso Base. Isso porque, a redução do período intermediário é pouco expressiva. A Figura 4.20 ilustra os níveis de tensão deste exemplo.

Figura 4.20 - Comportamento da tensão às 17h para os estudos de caso.

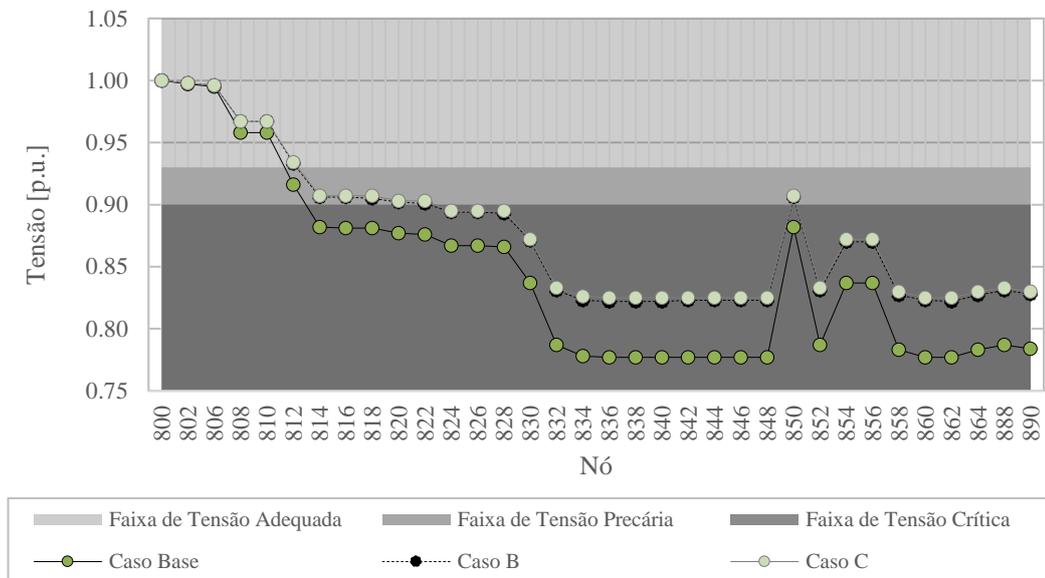


Fonte: A Autora (2016).

Em relação ao horário de ponta, analisando os níveis de tensão às 19h, verifica-se que com a redução da demanda em torno de 16 %, ocorre uma melhora nos níveis de tensão na

maioria dos nós. Ressalta-se ainda, que a tensão do nó 812 passou de precária para adequada e nos nós 814, 816, 818, 820, 822 e 850, o nível de tensão é reclassificado da faixa crítica para a faixa precária, conforme estabelecido pela ANEEL (2016). A Figura 4.21 ilustra os níveis de tensão às 19h.

Figura 4.21 - Comportamento da tensão às 19h para os estudos de caso.



Fonte: A Autora (2016).

#### 4.4 PONDERAÇÕES SOBRE OS RESULTADOS OBTIDOS E OS APRESENTADOS NA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com o objetivo de analisar os resultados obtidos, nesta subseção, são apresentadas observações e ponderações em relação aos resultados, mencionados na revisão bibliográfica.

Considerando os valores atuais das **tarifas branca e convencional** praticados no Brasil, comparados aos valores encontrados na revisão bibliográfica, verifica-se pouca expressividade na diferença de preços entre os períodos. Isso porque, a tarifa branca no horário de ponta é praticamente o dobro do valor fora da ponta, que por sua vez é muito parecido com a tarifa convencional (vide Figura 3.1). Se comparada com a tarifa Iraniana (MOGHADDAM, ABDOLLAHI; RASHIDINEJAD, 2011), a qual multiplica o valor da ponta em 10 vezes, verifica-se a falta de incentivo em adesão à tarifa branca, justificando a falta de impacto dos resultados obtidos nesse sistema teste quando comparado a outros estudos. Conforme Goulart (2015), outro fator que prejudica o sucesso da tarifa branca é que “os valores destoam da proposta inicialmente pensada, onde os preços definidos para os

patamares horários seriam aplicados de forma que a tarifa fora de ponta teriam um valor que corresponderia a aproximadamente a metade do valor a tarifa convencional vigente”.

Em relação à representação da resposta à demanda através de uma **regressão linear**, os dados apresentados tanto por Modiano (1984) quanto por Andrade e Lobão (1997), representam a elasticidade-preço anual dos consumidores residenciais. No entanto, a análise desenvolvida nesta dissertação, leva em conta os períodos do dia e as faixas de consumo, sendo possível utilizar valores diferenciados de elasticidade-preço. Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) analisaram a resposta à demanda por meio de uma regressão linear, dada pela expressão (2.38). Todavia, não especificaram quais os dados foram utilizados para obter os coeficientes  $a_r$  e  $b_r$  da expressão (2.21). Siebert (2013), ao invés de representar cada faixa de consumo por uma regressão, utilizou dados de elasticidade de Aalami; Moghaddam; Yousefi (2010), ajustando as matrizes através de fatores, o que possibilitou criar consumidores em 5 faixas, conforme a classificação da ANEEL. Neste caso, Siebert (2013) propõe a diferenciação das elasticidades para cada faixa, assumindo os seguintes valores de ajuste: 0,2; 0,65; 1,10; 1,55 e 2, para multiplicar a matriz de elasticidade de consumidores residenciais da classe de consumo 1, 2, 3, 4 e 5, respectivamente. O presente estudo aprofundou-se nas elasticidades de cada faixa, não utilizando fatores de ajuste impositivos. Destaca-se, todavia, a importância na diferenciação dos hábitos de consumo por faixa, entretanto, Siebert (2013) utilizou a modelagem ajustada de consumidores iranianos, para aplicar a tarifa branca em uma rede de distribuição brasileira. Por sua vez, o estudo de Yousefi, Moghaddam e Majd (2011) utiliza um PRD com tarifa RTP, modelando a resposta à demanda por estações do ano. Para o inverno, eles obtiveram a seguinte expressão da demanda, dada em kW:

$$d_r(i) = -0,308p(i) + 209,381. \quad (4.14)$$

Já para o verão, obteve-se:

$$d_r(i) = -0,441p(i) + 209,429. \quad (4.15)$$

Em relação à **elasticidade-própria**, Kirschen *et al.* (2000) consideraram o coeficiente igual a  $-0,2$ , sem evidenciar a fonte dos dados, tão pouco a classe de consumo ou período da tarifa TOU. Farahani *et al.* (2012), Siebert (2013) e Goulart (2015) utilizaram a elasticidades próprias proveniente do estudo de Aalami; Moghaddam; Yousefi (2010), os quais consideraram metade dos valores apresentados por Kirschen *et al.* (2000), utilizando a

elasticidade-própria igual à  $-0,1$  para todos os períodos. Se comparar com os dados do presente estudo, essa elasticidade fica próxima aos valores obtidos para a elasticidade-própria do horário de ponta para todas as faixas.

Em relação à **elasticidade-cruzada**, Kirschen *et al.* (2000) consideraram igual a  $0,033$ , para o caso sem perdas de consumo (análogo ao Caso A do presente estudo). Já para outro estudo de caso, variou as elasticidades-cruzadas entre  $0,01$  e  $0,025$ . Farahani *et al.* (2012), Siebert (2013) e Goulart (2015) também utilizaram as elasticidades cruzadas, provenientes do estudo de Aalami; Moghaddam; Yousefi (2010), as quais correspondem à metade do valor das utilizadas por Kirschen *et al.* (2000), conforme mostra o Quadro 4.2.

Quadro 4.2 - Elasticidades próprias e cruzadas usadas por Farahani et al. (2012), Siebert (2013) e Goulart (2015).

	Fora Ponta	Intermediário	Ponta
Fora Ponta	$-0,1$	$0,016$	$0,012$
Intermediário	$0,016$	$-0,1$	$0,016$
Ponta	$0,012$	$0,016$	$-0,1$

Fonte: Adaptado de FARAHANI *et al.* (2012).

Em relação à **matriz elasticidade-preço**, conforme mostra o Quadro 4.2, Farahani *et al.* (2012), Siebert (2013) e Goulart (2015) consideram que a matriz triangular superior é igual à matriz triangular inferior. No entanto, Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) comprovaram em seu estudo, que estas matrizes não são iguais. Conforme a expressão (2.37), a elasticidade cruzada relaciona a demanda na hora  $i$  e o preço da hora  $j$ , denominado  $p(j)$ . Ao calcular, por exemplo, o elemento  $\varepsilon(1,2)$  através da expressão (2.37) tem-se:

$$\varepsilon(1,2) = \frac{p(2)}{a_r p(1) + b_r} \cdot \frac{-2a_r^2 p(2) - a_r b_r}{\left\{ b_r^2 - 4 \left\{ a_r^2 \left[ p(2)^2 + p(3)^2 \right] + a_r b_r \left[ p(2) + p(3) \right] - a_r I_{fc} \right\} \right\}^{\frac{1}{2}}}, \quad (4.16)$$

onde  $p(1)$ ,  $p(2)$  e  $p(3)$  correspondem ao preço na hora 1, 2 e 3, respectivamente. Por outro lado, ao calcular o elemento  $\varepsilon(2,1)$ , que supostamente seria igual conforme mostra o Quadro 4.2, tem-se:

$$\varepsilon(2,1) = \frac{p(1)}{a_r p(2) + b_r}.$$

$$\frac{-2a_r^2 p(1) - a_r b_r}{\left\{ b_r^2 - 4 \left\{ a_r^2 \left[ p(1)^2 + p(3)^2 \right] + a_r b_r \left[ p(1) + p(3) \right] - a_r I_{fc} \right\} \right\}^{\frac{1}{2}}} \quad (4.17)$$

Ou seja, os elementos  $\varepsilon(1,2)$  e  $\varepsilon(2,1)$  diferem-se entre si. Tal condição está presente no método proposto.

Em relação à **adesão dos consumidores**, Levy (2013) aplicou o PRD a um sistema teste de 33 nós, verificando que os mais dispostos a alterarem sua demanda são os de média renda visto que são aqueles que tem uma maior possibilidade em flexibilizar o consumo. Já Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) desassociaram as análises pelo percentual de adesão dos consumidores, considerando a participação dos usuários equivalente a variações de 5, 7 e 10 % da carga total. Testado no mesmo sistema proposto por Siebert (2013), Goulart (2015) construiu os cenários variando os percentuais de adesão dos consumidores. Para o cenário pessimista da adesão dos consumidores ao programa de tarifação dinâmica, foi considerada uma adesão de 5% dos consumidores, no cenário realista a adesão de 30 % e no cenário otimista, 60%.

Em relação à **variação do consumo**, o método de Kirschen *et al.* (2000) apresentou 12 % de redução no consumo. Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) analisaram a resposta à demanda em uma curva de carga anual do mercado Iraniano, obtendo 5,02 % de redução da demanda no horário de ponta e 0,19 % de aumento no consumo total, considerando a participação dos usuários equivalente à 10 % da carga total. Farahani *et al.* (2012), também com uma tarifa tipo TOU, obtiveram 4,3 % de redução da demanda de ponta e 4,4 % de aumento do consumo total. Levy (2013) obteve uma redução de 5,5 kW na demanda em um cenário otimista (que permite até 30% de redução da demanda), bem como 1,5 kW de redução no cenário considerado pessimista (o qual limita em 10% a redução da demanda). Para 30 % de adesão, a presente dissertação evidenciou a redução de mais de 16 % do consumo no horário de ponta e 1,7 % de aumento no consumo mensal. Observa-se que Goulart (2015) efetuou alterações na curva de carga somente dos dias úteis, diferenciando-se do presente estudo, que considerou o deslocamento dos dias úteis para o final de semana, aumentando mais de 3 % do consumo desse período.

Em relação às **perdas ativas mensais**, Venkatesan, Solanki e Solanki (2012) apresentaram um estudo para o sistema teste IEEE com 8500 nós. Analisando para 24h, o consumidor de curto alcance reduz 4,31 % das perdas no sistema, enquanto o consumidor de longo alcance aumenta 3,30 % das perdas. Tendo em vista que o consumidor de longo alcance

se caracteriza por deslocar o seu consumo entre horários, tal comportamento também foi constatado no presente estudo, conforme demonstrado na Seção 4.3.2.

Em relação ao **perfil de tensão**, Levy (2013) constatou a melhoria no nível de tensão durante o horário de ponta. Na análise apresentada por Venkatesan, Solanki e Solanki (2012) constatou-se a melhoria dos níveis de tensão considerando a resposta à demanda de consumidores de curto e longo alcance, assim como os resultados demonstrados no item 4.3.3.

Em relação ao **sistema teste**, destaca-se que os resultados obtidos demonstram o potencial da modelagem proposta. No entanto, ressalta-se que para uma rede de distribuição real, com diferentes patamares de demanda e consumidores diversos (inclusive de outros níveis de tensão), torna-se evidente que o impacto do PRD poderá ser muito distinto do obtido nas simulações.

Por fim, em relação ao **faturamento mensal**, o método de Kirschen *et al.* (2000) apresentou 2 % de redução no custo de geração do sistema com 26 geradores, com uma tarifa RTP. Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011) por meio de uma tarifa tipo TOU, reduziram o faturamento em 15 %, considerando a participação dos usuários equivalente à 10 % da carga total. Não foi encontrada na revisão bibliográfica realizada, uma modelagem de consumidor que mantém o gasto mensal (conforme o objetivo do estudo de Caso C).

## 5 CONCLUSÕES

Programas de resposta de demanda baseados em preço objetivam melhorar a operação do sistema elétrico em horários críticos e auxiliam na conscientização dos consumidores acerca da variação temporal dos custos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Ao encarecer o preço no horário de pico e/ou oferecer uma tarifa atrativa em outros horários, é possível incentivar alterações na curva de carga, estimulando o consumo quando o sistema opera com capacidade de reserva ociosa. Para avaliar o impacto da mudança dos padrões de consumo, é de suma importância conhecer os hábitos do público-alvo e estudar a sua modelagem. Desta forma, se faz necessário considerar os tipos de consumidores de acordo com a sua disponibilidade em modificar o uso da eletricidade, bem como a sua faixa de consumo, para a obtenção de bons resultados em um programa de resposta à demanda. Nesse contexto, o presente trabalho consistiu em um estudo teórico que analisa o impacto de um Programa de Resposta à Demanda (PRD) baseado em preços no desempenho de sistemas de distribuição, considerando a modelagem de consumidores típicos.

Conforme a revisão bibliográfica, foram desenvolvidas inúmeras abordagens matemáticas para modelar o consumidor de baixa tensão que adere à tarifa do tipo Período de Uso (do inglês, *Time-of-Use*). Entretanto, as publicações nacionais estudadas não contém uma metodologia de modelagem de consumidores considerando o contexto brasileiro, ainda que apliquem a tarifa branca em seus estudos de caso. Dessa maneira, foi apresentado o equacionamento de um PRD baseado em preços, o qual analisa a resposta à demanda por período do dia e dia da semana, por meio de 3 estudos de casos, possibilitando manter ou não o consumo total mensal, ou ainda, manter valor total da fatura de eletricidade, antes e depois do Programa. A metodologia proposta baseou-se na teoria de elasticidade-preço, a qual mensura o quanto os consumidores estão dispostos a modificar a demanda de energia elétrica na medida em que seu preço muda. A composição de uma matriz elasticidade-preço permitiu calcular as variações horárias de demanda e determinar os estudos de casos, de acordo com os coeficientes de elasticidade cruzada e própria. Dessa maneira, foi possível verificar a sensibilidade de cada elemento da matriz, por faixa de consumo, constatando-se a necessidade de ponderar os deslocamentos de consumo entre períodos, para evitar valores negativos de demanda.

Uma análise abrangente da metodologia proposta foi realizada, sendo que os estudos de caso foram simulados em uma rede com a topologia do sistema teste IEEE de 34 nós. Como resultado, foi possível reduzir até 38 % das perdas ativas no horário de ponta e

aumentar 12 MWh no consumo total mensal, para adesão à tarifa branca, de uma parcela de consumidores equivalente à 30 % do consumo. Em relação ao faturamento mensal, o Caso B caracteriza-se por um consumidor que não desloca o consumo entre os períodos do dia, logo há redução nos gastos com eletricidade. Já no Caso C, o consumidor adere à tarifa branca e para manter o gasto mensal, acaba por aumentar o seu consumo mensal. Além disso, se todos os consumidores aderirem à tarifa branca, o Caso B indica a redução de 5,41 % do faturamento mensal e no Caso C, o gasto mensal se mantém igual ao Caso Base, sem resposta à demanda. Os resultados obtidos no presente estudo evidenciam a validade da abordagem proposta, a partir de uma formulação simplificada. Além disso, estudos preliminares demonstraram a potencial aplicabilidade em casos reais, possibilitando e avaliar o impacto da implantação de PRD nos indicadores técnico/econômicos de redes de distribuição.

Em relação à tarifa branca, homologada pela ANEEL para unidades consumidoras de baixa tensão, comprovou-se a falta de atratividade nos preços aplicados em relação ao panorama mundial, justificando o desconhecimento da maioria dos consumidores e baixa adesão à mesma. Entende-se que a pequena diferença de preço entre os períodos, e também em relação à tarifa convencional, possivelmente não motive os consumidores a aderirem a um PRD. Além disso, a falta de divulgação da tarifa branca impacta diretamente no desempenho do programa.

No contexto das redes inteligentes, ações de resposta à demanda apresentam grande aplicabilidade, uma vez que as tarifas com diferenciação horária são mecanismos eficazes para influenciar no comportamento do consumidor, sem a necessidade de realizar modificações topológicas da rede. Os resultados obtidos mostram que o uso de um PRD bem estruturado favorece alterações no carregamento do sistema de forma benéfica, melhorando a eficiência energética e permitindo postergar investimentos para expansão das redes.

## 5.1 TRABALHOS FUTUROS

Embora a abordagem desta dissertação contribua para a solução do problema de modelagem da resposta à demanda de diferentes tipos consumidores de baixa tensão, este trabalho ainda pode ser melhorado e aperfeiçoado em trabalhos futuros, sob os seguintes aspectos:

- avaliar na formulação da elasticidade-cruzada, uma abordagem semelhante a que foi proposta por Moghaddam, Abdollahi e Rashidinejad (2011);

- equacionar a resposta à demanda considerando, além do comportamento linear, a aproximação por outras funções matemáticas, tais como: exponencial, potência e logaritmo;
- representar em uma única expressão matemática, diferentes hábitos de consumo de energia elétrica, por meio do conceito de Função Composta de Demanda (FCD);
- considerar a influência da elasticidade-renda no comportamento do consumo de energia elétrica;
- avaliar o deslocamento de demanda, representado pela elasticidade cruzada, não só para a energia elétrica, mas também, para outros energéticos, aplicando o conceito de insumos substitutos (como o gás para o aquecimento da água, por exemplo);
- incluir no equacionamento, a influência das estações do ano, bem como da temperatura ambiente, nos hábitos de consumo de eletricidade;
- aplicar o PRD proposto um sistema de distribuição real;
- estudar modelos de otimização que permitam encontrar o preço ótimo, que incentive e viabilize a adesão dos consumidores, melhorando os resultados.

## REFERÊNCIAS

AALAMI, H. A.; MOGHADDAM, M. P.; YOUSEFI, G. R. Demand Response Modeling Considering Interruptible/Curtailable Loads and Capacity Market Programs. **Applied Energy**, London, v. 87, n. 1, p. 243–250, July 2009.

\_\_\_\_\_. Modeling and Prioritizing Demand Response Programs in Power Markets. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 80, n. 4, p. 426–435, Nov. 2009.

AGUIRRE, L. A. **Introdução à identificação de sistemas: técnicas lineares e não-lineares** aplicadas a sistemas reais. Belo Horizonte: UFMG, 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. 3. rev.** Brasília, DF, 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 10 nov. 15.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. 8. rev.** Brasília, DF, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 10 ago. 15.

\_\_\_\_\_. **Resolução Homologatória n.º 1.858, de 27 de fevereiro de 2015.** Homologa os resultados da revisão tarifária extraordinária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, fixa as Tarifas de Energia – TEs e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSDs. Disponível em: <[www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/007/.../reh20151858.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/007/.../reh20151858.pdf)>. Acesso em: 12 jul. 2016.

\_\_\_\_\_. **Sistema de Apoio à Decisão.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 23 maio 2016.

ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. A Summary of Demand Response in Electricity Markets. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 78, n. 11, p. 1989–1996, May 2008.

ALMEIDA, A. T. DE; ROSENFELD, A. H. **Demand-Side Management and Electricity End-Use Efficiency.** 1st. Dordrecht: Springer, 1988.

ANDRADE, T. A.; LOBÃO, W. J. A. **Elasticidade Renda e Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: IPEA, 1997. (Texto para Discussão n. 489).

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5416:** aplicação de cargas em transformadores de potência: procedimento. Rio de Janeiro, 1997.

BAQUERO, J. F. F.. **Estratégia de Decomposição aplicada ao Problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição**. 171 f. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 2012.

BUSATTO, T. **Metodologia Multicritério para Priorização de Investimentos no Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2015. 98 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

CAMARGO, V. L. V. de. **Algoritmo Genético Especializado Aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2014. 179 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 2014.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). **Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional**. Brasília, 2012. (Documentos Técnicos, n. 16)

CHUANG, A. et al. **Demand Side Integration**. Brochure CIGRÉ, Working Group C6.09. 2011. Disponível em: <<http://www.e-cigre.org/>>. Acesso em: 12. jun. 2016.

COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CEEE-D). **Custos e Tarifas**. Disponível em: <<http://www.cee.com.br/pportal/cee/Component/Controller.aspx?CC=1782>>. Acesso em: 24 jul. 2016.

DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). **Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them: a report to the United States Congress**. Washington, DC, 2006.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2015: Ano Base 2014**. Rio de Janeiro, 2015.

FARAHANI, S. S. S.; *et al.* Exponential Modeling Evaluation of Time-Of-Use Demand Response Programs in Restructured Power Markets. **Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology**, Oklahoma City, v. 4, n. 1, p. 16–19, Jan. 2012.

GOULART, J. A. G. **Efeitos de Programas de Resposta à Demanda e da Microgeração nas Redes de Distribuição**. 2015. 164 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

HOUTHAKKER, H. S. Electricity Tariffs in Theory and Practice. **The Economic Journal**, New Jersey, v. 61, n. 241, p. 1-25, Mar. 1951.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; BORBA, E. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005. 328 p.

KERSTING, W. H. et al. Radial Distribution Test Feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 6, n.3, p. 975-985, 1991.

KIM, J.-H.; SHCHERBAKOVA, A. Common Failures of Demand Response. **Energy**, Oxford, v. 36, n. 2, p. 873–880, Jan. 2011.

KIRSCHEN, D. S.; *et al.* Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 15, n. 2, p. 612–617, May 2000.

LEVY, B. N. **Influência de Programas de Resposta da Demanda na Rede de Distribuição**. 2013. 90 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

MATHWORKS. **Matlab**. 2015. Disponível em: <[www.mathworks.com](http://www.mathworks.com)>. Acesso em: 15 jan. 2015.

MHANNA, S. CHAPMAN; A. C.; VERBIC, G. A Fast Distributed Algorithm for Large-Scale Demand Response Aggregation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 7, n. 4, p. 2094-2107, July 2016.

MODIANO, E. M. **Elasticidade-Renda e Preços da Demanda de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: IPEA, 1984. (Texto para Discussão, n. 68)

MOGHADDAM, M. P.; ABDOLLAHI, A.; RASHIDINEJAD, M. Flexible Demand Response Programs Modeling in Competitive Electricity Markets. **Applied Energy**, London, v. 88, n. 9, p. 3257–3269, Mar. 2011.

POWER SYSTEM LAB (PSL). **Sistema de Apoio ao Planejamento e à Operação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2013. Disponível em: <[www.powersyslab.com](http://www.powersyslab.com)>. Acesso em: 30 mar. 2015.

RIO GRANDE DO SUL. **Lei n.º 8.820, de 27 de janeiro de 1989**. Institui o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação e dá outras providências. Disponível em: <[www.al.rs.gov.br/FileRepository/repLegisComp/Lei%20nº2008.820.pdf](http://www.al.rs.gov.br/FileRepository/repLegisComp/Lei%20nº2008.820.pdf)>. Acesso em: 20 jul. 2016.

SCHWEPPE, F. C.; *et al.* **Spot Pricing of Electricity**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988.

SIEBERT, L. C. **Sistema de Otimização de Resposta à Demanda para Redes Elétricas Inteligentes**. 2013. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

SILVA, A. L. R. da. **Comportamento do Grande Consumidor de Energia Elétrica**. São Paulo: Instituto Geodireito, 2011.

TEMPEST, P. **Energy Economics in Britain**. 1. ed. London: Graham & Trotman Ltd, 1983.

VARDEMAN, S. B. **Statistics for Engineering Problem Solving**. Pacific Grove: Duxbury Press, 1993.

VENKATESAN, N.; SOLANKI, J.; SOLANKI, S. K. Residential Demand Response Model and Impact on Voltage Profile and Losses of an Electric Distribution Network. **Applied Energy**, London, v. 96, p. 84–91, Jan. 2012.

YOUSEFI, S.; MOGHADDAM, M. P.; MAJD, V. J. Optimal Real Time Pricing in an Agent-Based Retail Market Using a Comprehensive Demand Response Model. **Energy**, Oxford, v. 36, n. 9, p. 5716–5727, Aug. 2011

## APÊNDICE A - DADOS UTILIZADOS NAS REGRESSÕES LINEARES POR FAIXA DE CONSUMO

As Tabelas A.1 a A.7 listam os dados utilizados as regressões lineares apresentadas no Capítulo 3.

Tabela A.1 - Dados utilizados na regressão linear inicial.

Ano	Mês	Número de	Consumo de	Consumo	Tarifa Média
		Unidades	Energia	Residencial	Residencial de
		Consumidoras	Elétrica	Médio	Fornecimento com
			Residencial	[kWh/unidade	Tributos [R\$/kWh]
			[MWh]	consumidora]	
		<b>100%</b>	<b>100%</b>		
2015	Janeiro	9.543.973	2.125.012	223	0,48626
2015	Fevereiro	9.567.078	2.029.031	212	0,50666
2015	Março	9.593.883	1.859.683	194	0,57014
2015	Abril	9.618.030	1.780.811	185	0,64273
2015	Maio	9.635.484	1.644.255	171	0,65689
2015	Junho	9.657.827	1.651.896	171	0,65798
2015	Julho	9.679.535	1.666.395	172	0,68434
2015	Agosto	9.691.588	1.679.680	173	0,67814
2015	Setembro	9.706.411	1.615.425	166	0,68571
2015	Outubro	9.730.740	1.668.722	171	0,68657
2015	Novembro	9.746.570	1.670.962	171	0,69146
2015	Dezembro	9.767.473	1.662.370	170	0,69847

Tabela A.2 - Dados utilizados na regressão linear da Faixa 1.

Ano	Mês	Número de	Consumo de	Consumo	Tarifa Média
		Unidades	Energia	Residencial	Residencial de
		Consumidoras	Elétrica	Médio	Fornecimento com
			Residencial	[kWh/unidade	Tributos [R\$/kWh]
			[MWh]	consumidora]	
		<b>20%</b>	<b>4%</b>		
2015	Janeiro	1.908.795	85.000	45	0,48626
2015	Fevereiro	1.913.416	81.161	42	0,50666
2015	Março	1.918.777	74.387	39	0,57014
2015	Abril	1.923.606	71.232	37	0,64273
2015	Maio	1.927.097	65.770	34	0,65689
2015	Junho	1.931.565	66.076	34	0,65798
2015	Julho	1.935.907	66.656	34	0,68434
2015	Agosto	1.938.318	67.187	35	0,67814
2015	Setembro	1.941.282	64.617	33	0,68571
2015	Outubro	1.946.148	66.749	34	0,68657
2015	Novembro	1.949.314	66.838	34	0,69146
2015	Dezembro	1.953.495	66.495	34	0,69847
Média (valor base para cálculo em p.u.) =				36	0,63710

Tabela A.3 - Dados utilizados na regressão linear da Faixa 2.

Ano	Mês	Número de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia Elétrica Residencial [MWh]	Consumo Residencial Médio [kWh/unidade consumidora]	Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Tributos [R\$/kWh]
		<b>29%</b>	<b>17%</b>		
2015	Janeiro	2.767.752	361.252	131	0,48626
2015	Fevereiro	2.774.453	344.935	124	0,50666
2015	Março	2.782.226	316.146	114	0,57014
2015	Abril	2.789.229	302.738	109	0,64273
2015	Maio	2.794.290	279.523	100	0,65689
2015	Junho	2.800.770	280.822	100	0,65798
2015	Julho	2.807.065	283.287	101	0,68434
2015	Agosto	2.810.561	285.546	102	0,67814
2015	Setembro	2.814.859	274.622	98	0,68571
2015	Outubro	2.821.915	283.683	101	0,68657
2015	Novembro	2.826.505	284.064	100	0,69146
2015	Dezembro	2.832.567	282.603	100	0,69847
Média (valor base para cálculo em p.u.) =				107	0,63710

Tabela A.4 - Dados utilizados na regressão linear da Faixa 3.

Ano	Mês	Número de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia Elétrica Residencial [MWh]	Consumo Residencial Médio [kWh/unidade consumidora]	Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Tributos [R\$/kWh]
		<b>46%</b>	<b>60%</b>		
2015	Janeiro	4.390.228	1.275.007	290	0,48626
2015	Fevereiro	4.400.856	1.217.419	277	0,50666
2015	Março	4.413.186	1.115.810	253	0,57014
2015	Abril	4.424.294	1.068.487	242	0,64273
2015	Maio	4.432.323	986.553	223	0,65689
2015	Junho	4.442.600	991.138	223	0,65798
2015	Julho	4.452.586	999.837	225	0,68434
2015	Agosto	4.458.130	1.007.808	226	0,67814
2015	Setembro	4.464.949	969.255	217	0,68571
2015	Outubro	4.476.140	1.001.233	224	0,68657
2015	Novembro	4.483.422	1.002.577	224	0,69146
2015	Dezembro	4.493.038	997.422	222	0,69847
Média (valor base para cálculo em p.u.) =				237	0,63710

Tabela A.5 - Dados utilizados na regressão linear da Faixa 4.

Ano	Mês	Número de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia Elétrica Residencial [MWh]	Consumo Residencial Médio [kWh/unidade consumidora]	Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Tributos [R\$/kWh]
		<b>4%</b>	<b>13%</b>		
2015	Janeiro	381.759	276.252	724	0,48626
2015	Fevereiro	382.683	263.774	689	0,50666
2015	Março	383.755	241.759	630	0,57014
2015	Abril	384.721	231.505	602	0,64273
2015	Maio	385.419	213.753	555	0,65689
2015	Junho	386.313	214.746	556	0,65798
2015	Julho	387.181	216.631	560	0,68434
2015	Agosto	387.664	218.358	563	0,67814
2015	Setembro	388.256	210.005	541	0,68571
2015	Outubro	389.230	216.934	557	0,68657
2015	Novembro	389.863	217.225	557	0,69146
2015	Dezembro	390.699	216.108	553	0,69847
Média (valor base para cálculo em p.u.) =				591	0,63710

Tabela A.6 - Dados utilizados na regressão linear da Faixa 5.

Ano	Mês	Número de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia Elétrica Residencial [MWh]	Consumo Residencial Médio [kWh/unidade consumidora]	Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Tributos [R\$/kWh]
		<b>1%</b>	<b>6%</b>		
2015	Janeiro	95.440	127.501	1.336	0,48626
2015	Fevereiro	95.671	121.742	1.273	0,50666
2015	Março	95.939	111.581	1.163	0,57014
2015	Abril	96.180	106.849	1.111	0,64273
2015	Maio	96.355	98.655	1.024	0,65689
2015	Junho	96.578	99.114	1.026	0,65798
2015	Julho	96.795	99.984	1.033	0,68434
2015	Agosto	96.916	100.781	1.040	0,67814
2015	Setembro	97.064	96.925	999	0,68571
2015	Outubro	97.307	100.123	1.029	0,68657
2015	Novembro	97.466	100.258	1.029	0,69146
2015	Dezembro	97.675	99.742	1.021	0,69847
Média (valor base para cálculo em p.u.) =				1.090	0,63710

## APÊNDICE B - CURVAS DE CARGA TÍPICAS DAS FAIXAS DE CONSUMO 2 A 5

As Figuras B.1 a B.4 ilustram as curvas típicas dos dias úteis e finais de semana, para consumidores das Faixas 2 a 4.

Figura B.1 - Curvas de carga típicas de um consumidor da Faixa 2 (base = 160 kWh).

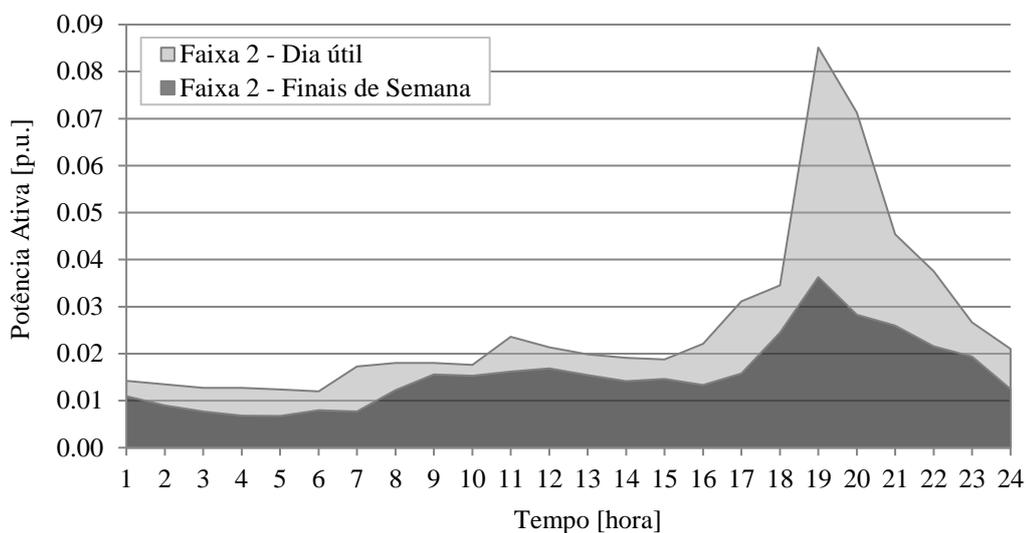


Figura B.2 - Curvas de carga típicas de um consumidor da Faixa 3 (base = 500 kWh).

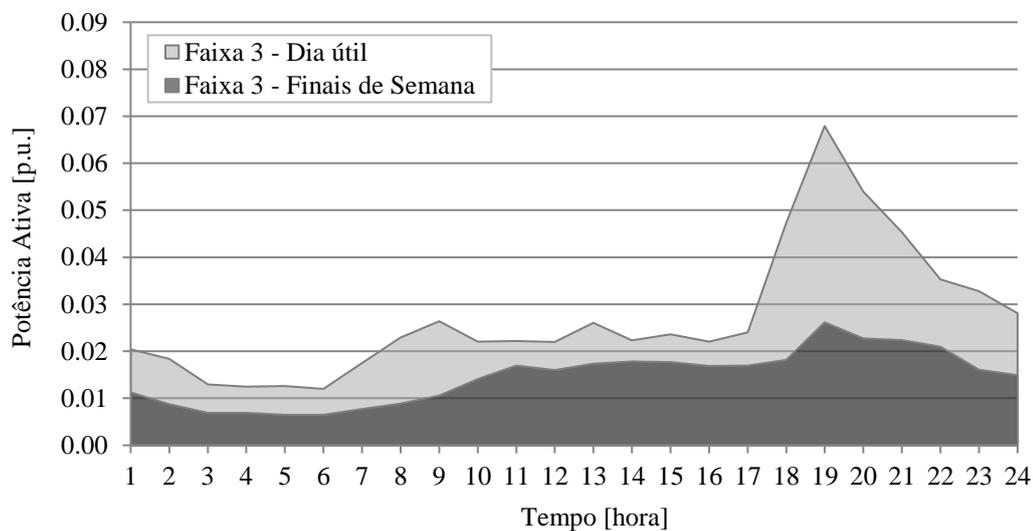


Figura B.3 - Curvas de carga típicas de um consumidor da Faixa 4 (base = 1.000 kWh).

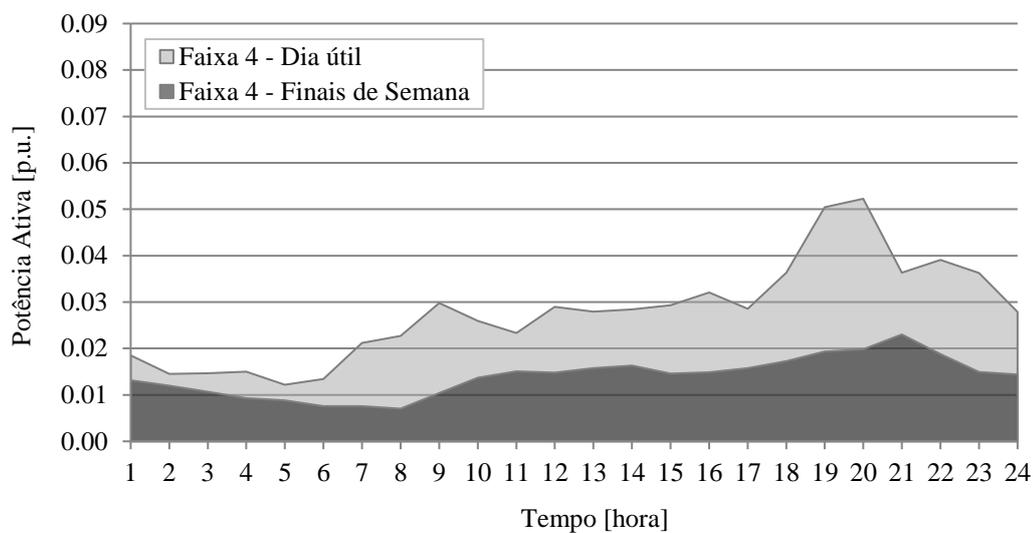
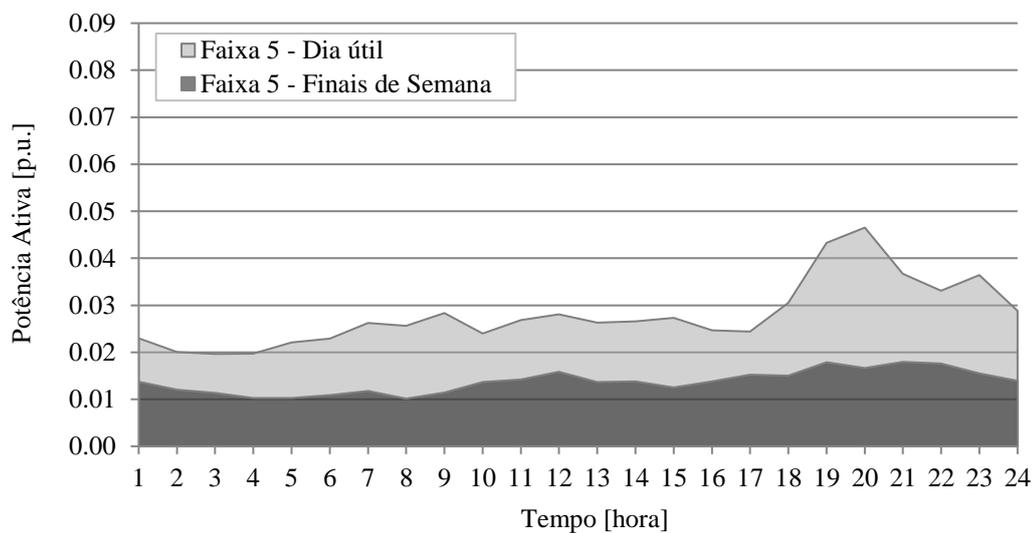


Figura B.4 - Curvas de carga típicas de um consumidor da Faixa 5 (base = 1.500 kWh).



## APÊNDICE C - DADOS UTILIZADOS NAS REGRESSÕES LINEARES POR PERÍODOS

As Tabelas C.1 a C.5 listam os dados utilizados nas regressões lineares por períodos de cada faixa de consumo.

Tabela C.1 - Dados utilizados nas regressões lineares dos períodos da Faixa 1.

Ano	Mês	Número de Unidades Consumidas	Consumo Residencial [MWh]	Consumo Residencial Médio [kWh/unid. consumidora]	Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Tributos [R\$/kWh]	Consumo Residencial Médio para o Período: [kWh/unidade consumidora]				
						22 Dias Úteis	Finais de Semana	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta
		20 % <sup>1</sup>	4 % <sup>1</sup>			61 % <sup>1</sup>	39 % <sup>1</sup>	37 % <sup>1</sup>	8 % <sup>1</sup>	16 % <sup>1</sup>
2015	Jan	1.908.795	85.000	45	0,48626	27,163	17,367	16,476	3,562	7,125
2015	Fev	1.913.416	81.161	42	0,50666	25,874	16,542	15,694	3,393	6,786
2015	Mar	1.918.777	74.387	39	0,57014	23,648	15,119	14,344	3,101	6,202
2015	Abr	1.923.606	71.232	37	0,64273	22,588	14,442	13,701	2,962	5,924
2015	Mai	1.927.097	65.770	34	0,65689	20,818	13,310	12,627	2,730	5,460
2015	Jun	1.931.565	66.076	34	0,65798	20,867	13,341	12,657	2,736	5,473
2015	Jul	1.935.907	66.656	34	0,68434	21,003	13,428	12,739	2,754	5,50
2015	Ago	1.938.318	67.187	35	0,67814	21,144	13,518	12,825	2,773	5,54
2015	Set	1.941.282	64.617	33	0,68571	20,304	12,981	12,315	2,662	5,325
2015	Out	1.946.148	66.749	34	0,68657	20,921	13,376	12,690	2,743	5,487
2015	Nov	1.949.314	66.838	34	0,69146	20,915	13,372	12,686	2,743	5,486
2015	Dez	1.953.495	66.495	34	0,69847	20,763	13,275	12,594	2,723	5,446

Nota: <sup>1</sup> Percentuais em relação aos dados apresentados na Tabela A.1.

<sup>2</sup> Dados utilizados para a regressão do período fora de ponta da Faixa 1.

<sup>3</sup> Dados utilizados para a regressão do período intermediário da Faixa 1.

<sup>4</sup> Dados utilizados para a regressão do período de ponta da Faixa 1.

<sup>5</sup> Dados utilizados para a regressão dos finais de semana da Faixa 1.

Tabela C.2 - Dados utilizados nas regressões lineares dos períodos da Faixa 2.

Ano	Mês	Número de Unidades Consumidoras	Consumo Residencial [MWh]	Consumo Residencial Médio [kWh/unid. consumidora]	Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Tributos [R\$/kWh]	Consumo Residencial Médio para o Período: [kWh/unidade consumidora]				
						22 Dias Úteis	Finais de Semana	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta
		29 % <sup>1</sup>	17 % <sup>1</sup>			63 % <sup>1</sup>	37 % <sup>1</sup>	36 % <sup>1</sup>	11 % <sup>1</sup>	16 % <sup>1</sup>
2015	Jan	2.767.752	361.252		0,48626	82,228	48,293	46,987	14,357	20,883
2015	Fev	2.774.453	344.935		0,50666	78,325	46,000	44,757	13,675	19,892
2015	Mar	2.782.226	316.146		0,57014	71,587	42,043	40,907	12,499	18,180
2015	Abr	2.789.229	302.738		0,64273	68,379	40,159	39,073	11,939	17,366
2015	Mai	2.794.290	279.523		0,65689	63,021	37,012	36,012	11,003	16,005
2015	Jun	2.800.770	280.822		0,65798	63,167	37,098	36,095	11,029	16,042
2015	Jul	2.807.065	283.287		0,68434	63,579	37,340	36,331	11,101	16,147
2015	Ago	2.810.561	285.546		0,67814	64,006	37,591	36,575	11,175	16,255
2015	Set	2.814.859	274.622		0,68571	61,463	36,097	35,122	10,731	15,609
2015	Out	2.821.915	283.683		0,68657	63,332	37,195	36,190	11,058	16,084
2015	Nov	2.826.505	284.064		0,69146	63,314	37,185	36,180	11,055	16,080
2015	Dez	2.832.567	282.603		0,69847	62,854	36,914	35,916	10,974	15,963

Nota: <sup>1</sup> Percentuais em relação aos dados apresentados na Tabela A.1.

<sup>2</sup> Dados utilizados para a regressão do período fora de ponta da Faixa 2.

<sup>3</sup> Dados utilizados para a regressão do período intermediário da Faixa 2.

<sup>4</sup> Dados utilizados para a regressão do período de ponta da Faixa 2.

<sup>5</sup> Dados utilizados para a regressão dos finais de semana da Faixa 2.

Tabela C.3 - Dados utilizados nas regressões lineares dos períodos da Faixa 3.

Ano	Mês	Número de Unidades Consumidoras	Consumo Residencial [MWh]	Consumo Residencial Médio [kWh/unid. consumidora]	Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Tributos [R\$/kWh]	Consumo Residencial Médio para o Período: [kWh/unidade consumidora]				
						22 Dias Úteis	Finais de Semana	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta
		46 % <sup>1</sup>	60 % <sup>1</sup>			65 % <sup>1</sup>	35 % <sup>1</sup>	42 % <sup>1</sup>	10 % <sup>1</sup>	13 % <sup>1</sup>
2015	Jan	4.390.228	1.275.007	290	0,48626	188,772	101,646	121,976	29,041	37,754
2015	Fev	4.400.856	1.217.419	277	0,50666	179,811	96,821	116,185	27,663	35,962
2015	Mar	4.413.186	1.115.810	253	0,57014	164,343	88,492	106,190	25,283	32,868
2015	Abr	4.424.294	1.068.487	242	0,64273	156,977	84,526	101,431	24,150	31,395
2015	Mai	4.432.323	986.553	223	0,65689	144,678	77,903	93,484	22,258	28,935
2015	Jun	4.442.600	991.138	223	0,65798	145,014	78,084	93,701	22,309	29,002
2015	Jul	4.452.586	999.837	225	0,68434	145,958	78,593	94,311	22,455	29,191
2015	Ago	4.458.130	1.007.808	226	0,67814	146,939	79,121	94,945	22,606	29,387
2015	Set	4.464.949	969.255	217	0,68571	141,102	75,978	91,174	21,708	28,220
2015	Out	4.476.140	1.001.233	224	0,68657	145,393	78,288	93,946	22,368	29,078
2015	Nov	4.483.422	1.002.577	224	0,69146	145,352	78,266	93,919	22,361	29,070
2015	Dez	4.493.038	997.422	222	0,69847	144,295	77,697	93,237	22,199	28,859

Nota: <sup>1</sup> Percentuais em relação aos dados apresentados na Tabela A.1.

<sup>2</sup> Dados utilizados para a regressão do período fora de ponta da Faixa 3.

<sup>3</sup> Dados utilizados para a regressão do período intermediário da Faixa 3.

<sup>4</sup> Dados utilizados para a regressão do período de ponta da Faixa 3.

<sup>5</sup> Dados utilizados para a regressão dos finais de semana da Faixa 3.

Tabela C.4 - Dados utilizados nas regressões lineares dos períodos da Faixa 4.

Ano	Mês	Número de Unidades Consumido-ras	Consumo Residencial [MWh]	Consumo Residencial Médio [kWh/unid. consumidora]	Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Tributos [R\$/kWh]	Consumo Residencial Médio para o Período: [kWh/unidade consumidora]				
						22 Dias Úteis	Finais de Semana	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta
		4 % <sup>1</sup>	13 % <sup>1</sup>			67 % <sup>1</sup>	33 % <sup>1</sup>	45 % <sup>1</sup>	9 % <sup>1</sup>	13 % <sup>1</sup>
2015	Jan	381.759	276.252	724	0,48626	484,831	238,797	325,632	65,126	94,07
2015	Fev	382.683	263.774	689	0,50666	461,8145	227,460	310,173	62,034	89,605
2015	Mar	383.755	241.759	630	0,57014	422,087	207,893	283,491	56,698	81,897
2015	Abr	384.721	231.505	602	0,64273	403,171	198,577	270,786	54,157	78,227
2015	Mai	385.419	213.753	555	0,65689	371,581	183,017	249,569	49,913	72,097
2015	Jun	386.313	214.746	556	0,65798	372,444	183,442	250,149	50,029	72,265
2015	Jul	387.181	216.631	560	0,68434	374,870	184,637	251,778	50,355	72,736
2015	Ago	387.664	218.358	563	0,67814	377,389	185,878	253,470	50,694	73,224
2015	Set	388.256	210.005	541	0,68571	362,398	178,494	243,401	48,680	70,316
2015	Out	389.230	216.934	557	0,68657	373,418	183,922	250,803	50,160	72,454
2015	Nov	389.863	217.225	557	0,69146	373,312	183,870	250,732	50,146	72,433
2015	Dez	390.699	216.108	553	0,69847	370,598	182,533	248,909	49,781	71,907

Nota: <sup>1</sup> Percentuais em relação aos dados apresentados na Tabela A.1.

<sup>2</sup> Dados utilizados para a regressão do período fora de ponta da Faixa 4.

<sup>3</sup> Dados utilizados para a regressão do período intermediário da Faixa 4.

<sup>4</sup> Dados utilizados para a regressão do período de ponta da Faixa 4.

<sup>5</sup> Dados utilizados para a regressão dos finais de semana da Faixa 4.

Tabela C.5 - Dados utilizados nas regressões lineares dos períodos da Faixa 5.

Ano	Mês	Número de Unidades Consumido-ras	Consumo Residencial [MWh]	Consumo Residencial Médio [kWh/unid. consumidora]	Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Tributos [R\$/kWh]	Consumo Residencial Médio para o Período: [kWh/unidade consumidora]				
						22 Dias Úteis	Finais de Semana	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta
		1 % <sup>1</sup>	6 % <sup>1</sup>			67 % <sup>1</sup>	33 % <sup>1</sup>	47 % <sup>1</sup>	8 % <sup>1</sup>	12 % <sup>1</sup>
2015	Jan	95.440	127.501	1.336	0,48626	895,072	440,856	627,886	106,874	160,311
2015	Fev	95.671	121.742	1.273	0,50666	852,580	419,927	598,078	101,800	152,701
2015	Mar	95.939	111.581	1.163	0,57014	779,238	383,804	546,630	93,043	139,565
2015	Abr	96.180	106.849	1.111	0,64273	744,316	366,603	522,132	88,873	133,310
2015	Mai	96.355	98.655	1.024	0,65689	685,996	337,878	481,221	81,910	122,865
2015	Jun	96.578	99.114	1.026	0,65798	687,589	338,663	482,339	82,100	123,150
2015	Jul	96.795	99.984	1.033	0,68434	692,069	340,869	485,481	82,635	123,952
2015	Ago	96.916	100.781	1.040	0,67814	696,719	343,160	488,743	83,190	124,785
2015	Set	97.064	96.925	999	0,68571	669,043	329,528	469,328	79,885	119,828
2015	Out	97.307	100.123	1.029	0,68657	689,388	339,549	483,601	82,315	123,472
2015	Nov	97.466	100.258	1.029	0,69146	689,192	339,453	483,463	82,291	123,437
2015	Dez	97.675	99.742	1.021	0,69847	684,181	336,985	479,948	81,693	122,540

Nota: <sup>1</sup> Percentuais em relação aos dados apresentados na Tabela A.1.

<sup>2</sup> Dados utilizados para a regressão do período fora de ponta da Faixa 5.

<sup>3</sup> Dados utilizados para a regressão do período intermediário da Faixa 5.

<sup>4</sup> Dados utilizados para a regressão do período de ponta da Faixa 5.

<sup>5</sup> Dados utilizados para a regressão dos finais de semana da Faixa 5.

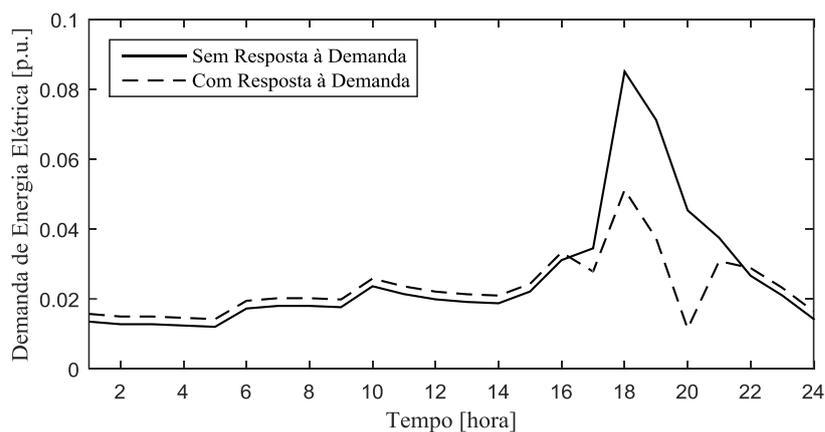
## APÊNDICE D - MATRIZES DE ELASTICIDADE-PREÇO PARA O CASO B

Por meio da expressão (3.13), obtém-se a seguinte matriz de elasticidade-preço para a Faixa 2:

$$\mathbf{E}_B^2 = \begin{bmatrix} -0,3060 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0,0935 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,1360 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0,3145 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (\text{D.1})$$

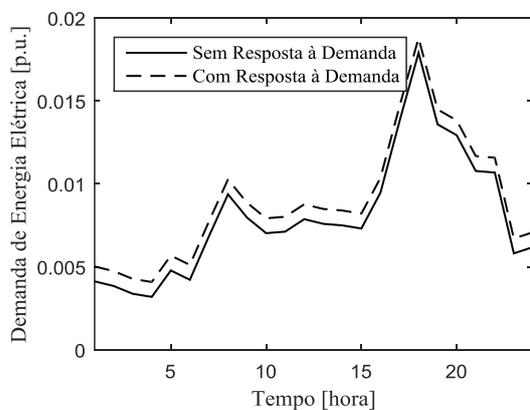
As Figuras D.1 e D.2 ilustram as curvas de carga típicas, com e sem resposta à demanda de um consumidor da Faixa 2 para o Caso B.

Figura D.1 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 2 para o Caso B.

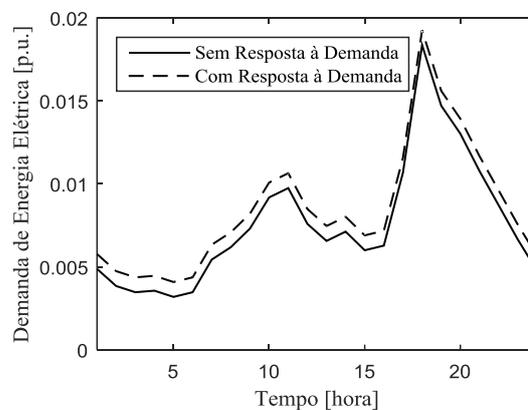


Fonte: A Autora (2016).

Figura D.2 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 2 para o Caso B: (a) sábados; (b) domingos.



(a)

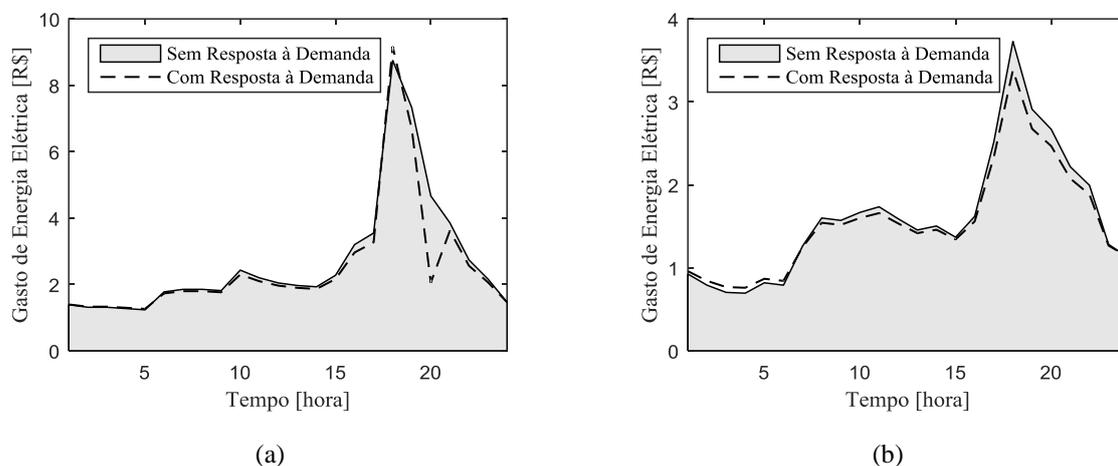


(b)

Fonte: A Autora (2016).

A Figura D.3 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana, de um consumidor da Faixa 2 para o Caso B.

Figura D.3 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 2 para o Caso B, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



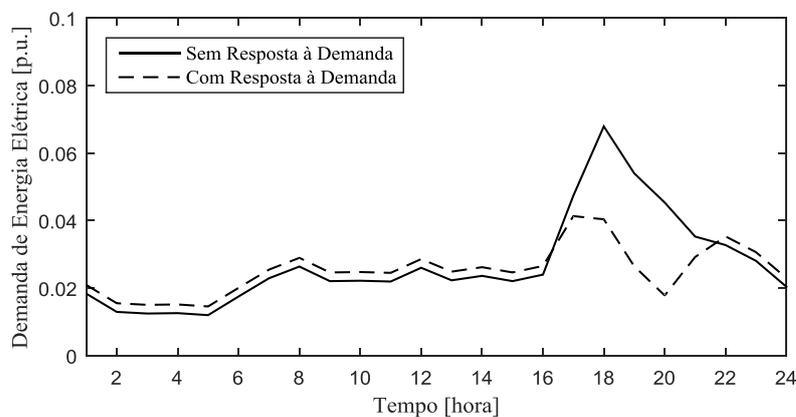
Fonte: A Autora (2016).

Por meio da expressão (3.13), obtém-se a seguinte matriz de elasticidade-preço para a Faixa 3:

$$\mathbf{E}_B^3 = \begin{bmatrix} -0,3570 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0,0850 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,1105 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0,2975 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (\text{D.2})$$

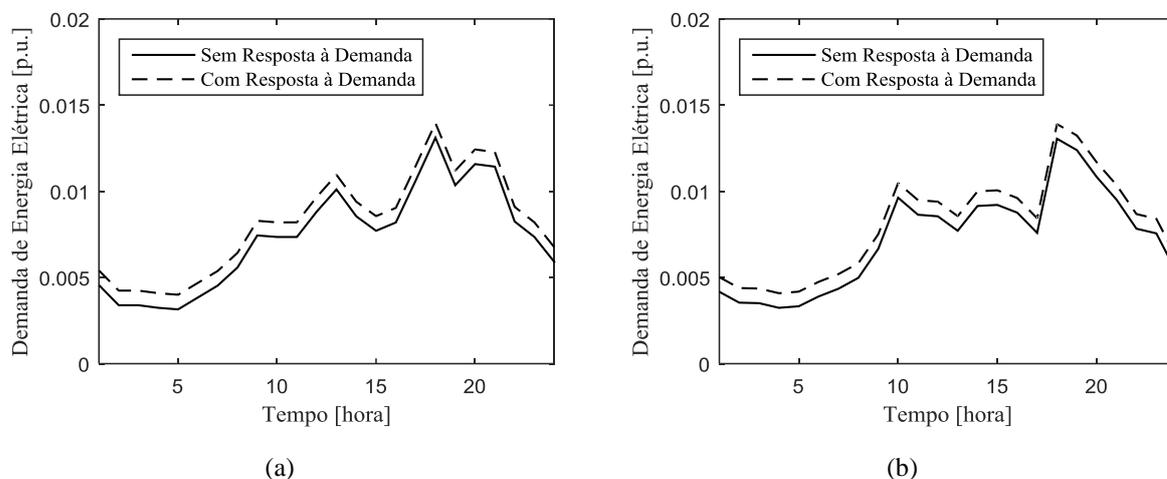
As Figuras D.4 e D.5 ilustram as curvas de carga típicas, com e sem resposta à demanda de um consumidor da Faixa 3 para o Caso B.

Figura D.4 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 3 para o Caso B.



Fonte: A Autora (2016).

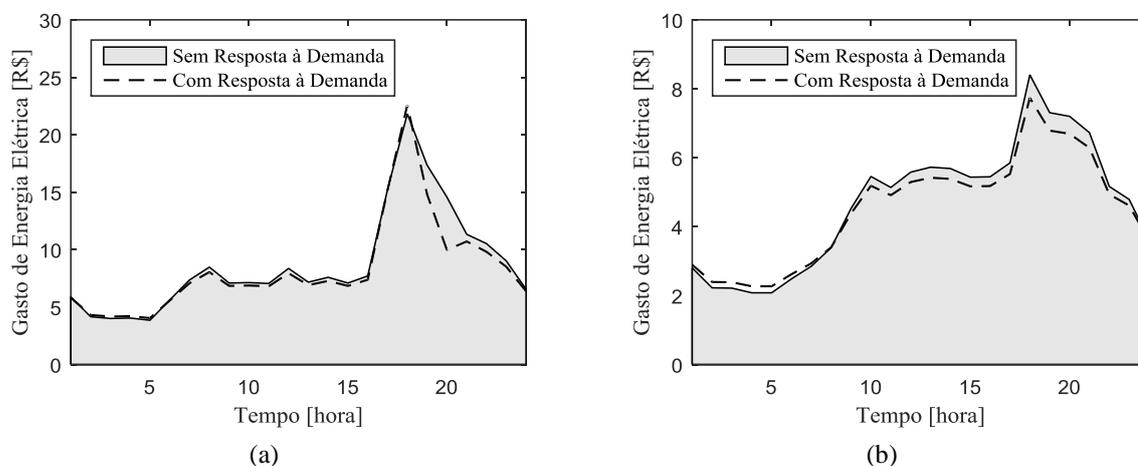
Figura D.5 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 3 para o Caso B: (a) sábados; (b) domingos.



Fonte: A Autora (2016).

A Figura D.6 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana, de um consumidor da Faixa 3 para o Caso B.

Figura D.6 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 3 para o Caso B, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



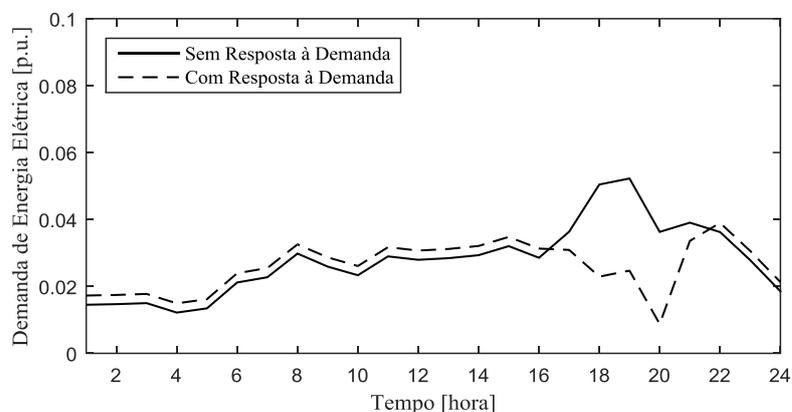
Fonte: A Autora (2016).

Por meio da expressão (3.13), obtém-se a seguinte matriz de elasticidade-preço para a Faixa 4:

$$\mathbf{E}_B^4 = \begin{bmatrix} -0,3825 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0,0765 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,1105 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0,2805 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (\text{D.3})$$

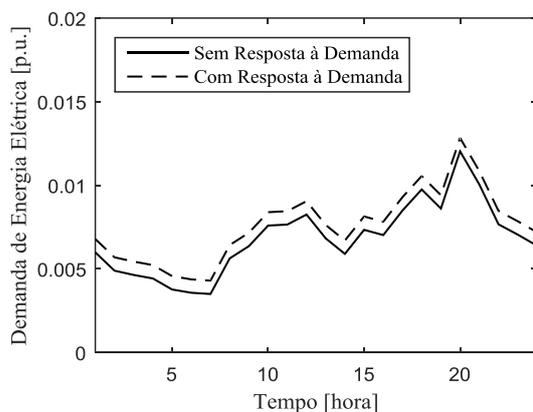
As Figuras D.7 e D.8 ilustram as curvas de carga típicas, com e sem resposta à demanda de um consumidor da Faixa 4 para o Caso B.

Figura D.7 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 4 para o Caso B.

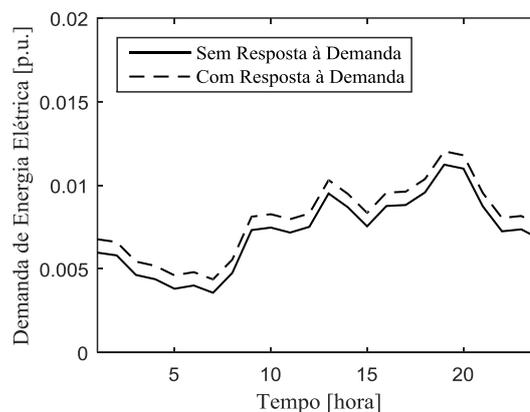


Fonte: A Autora (2016).

Figura D.8 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 4 para o Caso B: (a) sábados; (b) domingos.



(a)

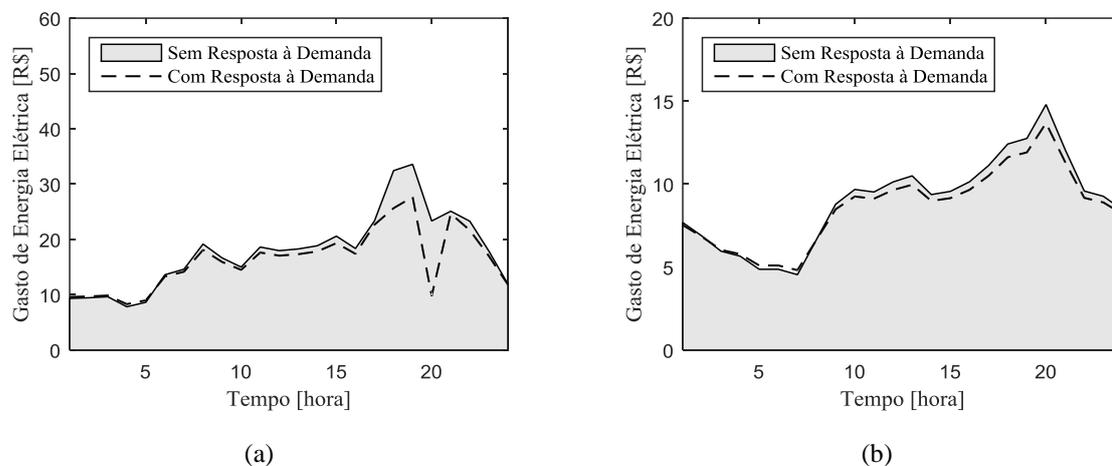


(b)

Fonte: A Autora (2016).

A Figura D.9 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana, de um consumidor da Faixa 4 para o Caso B.

Figura D.9 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 4 para o Caso B, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



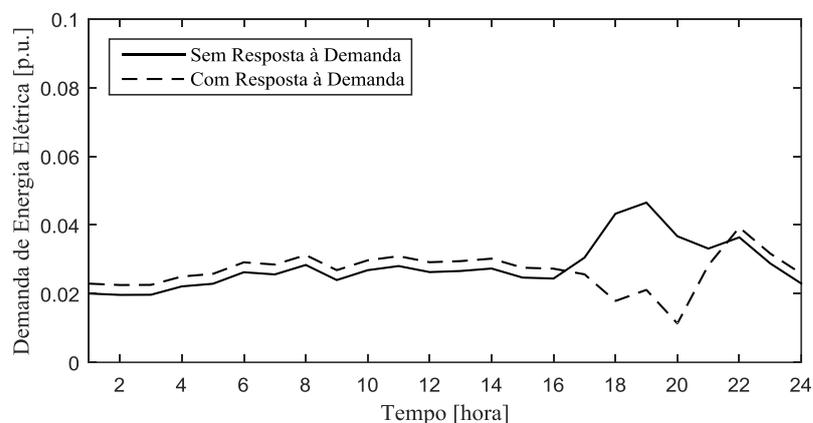
Fonte: A Autora (2016).

Por meio da expressão (3.13), obtém-se a seguinte matriz de elasticidade-preço para a Faixa 5:

$$\mathbf{E}_B^5 = \begin{bmatrix} -0,3995 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0,0680 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,1020 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0,2805 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (\text{D.4})$$

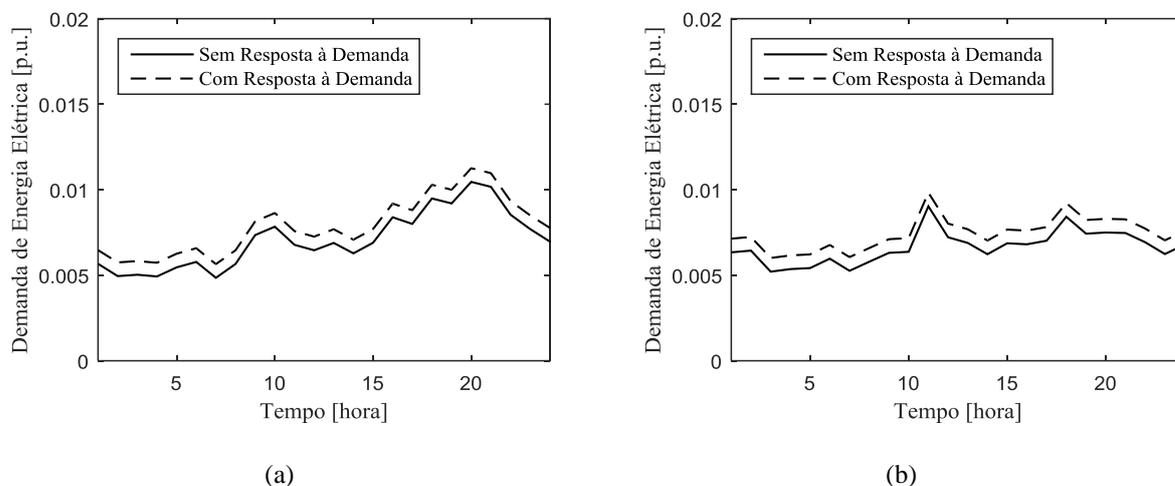
As Figuras D.10 e D.11 ilustram as curvas de carga típicas, com e sem resposta à demanda de um consumidor da Faixa 5 para o Caso B.

Figura D.10 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 5 para o Caso B.



Fonte: A Autora (2016).

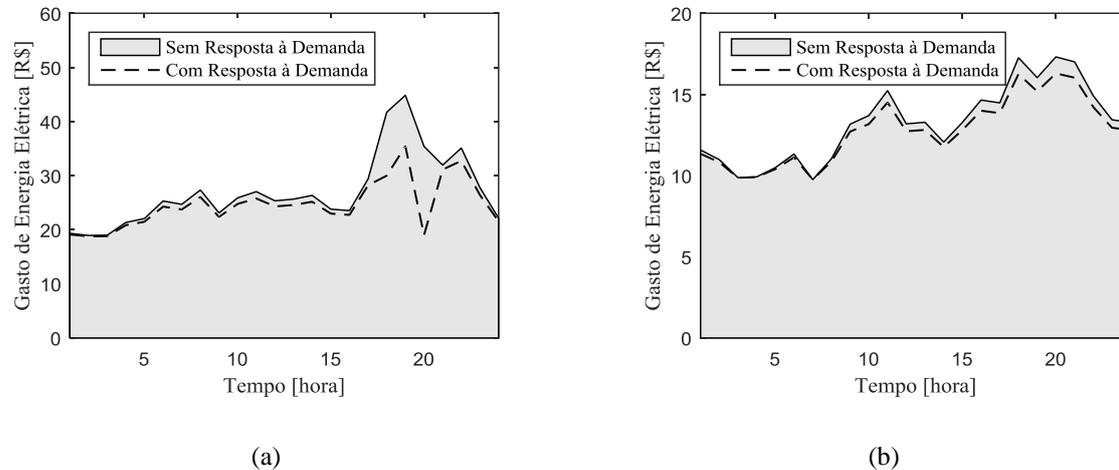
Figura D.11 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 5 para o Caso B: (a) sábados; (b) domingos.



Fonte: A Autora (2016).

A Figura D.12 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana, de um consumidor da Faixa 5 para o Caso B.

Figura D.12 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 5 para o Caso B, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



Fonte: A Autora (2016).

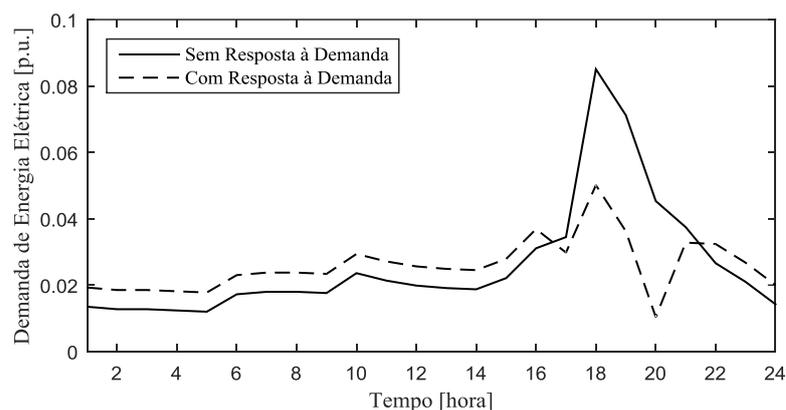
## APÊNDICE E - MATRIZES DE ELASTICIDADE-PREÇO PARA O CASO C

Por meio da expressão (3.24), obteve-se o fator K igual à 0,7120. Já a matriz de elasticidade-preço, obtida por meio da expressão (3.25), para a Faixa 2, dada em p.u é:

$$\mathbf{E}_C^2 = \begin{bmatrix} -0,3060 & 0,0517 & 0,0876 & 0,0355 \\ 0,0174 & -0,0935 & 0,0092 & 0,0037 \\ 0,0261 & 0,0082 & -0,1360 & 0,0056 \\ 0 & 0 & 0 & -0,3145 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (\text{E.1})$$

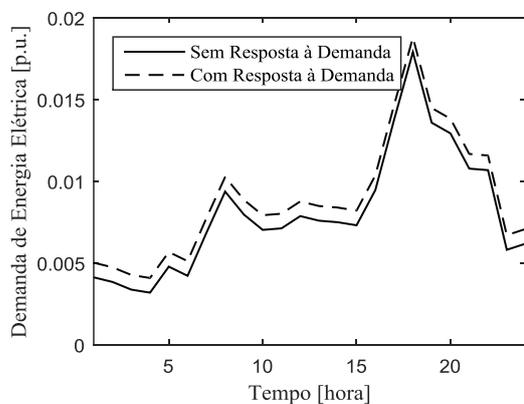
As Figuras E.1 e E.2 ilustram as curvas de carga típicas, com e sem resposta à demanda de um consumidor da Faixa 2 para o Caso C.

Figura E.1 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 2 para o Caso C.

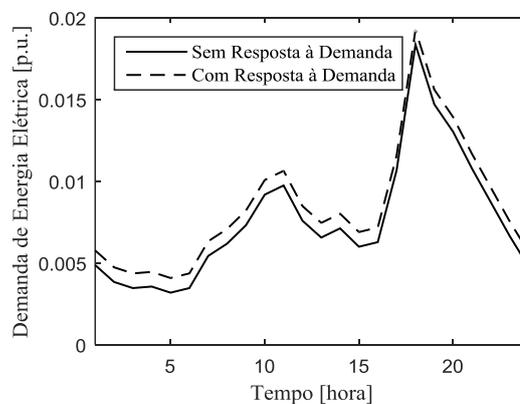


Fonte: A Autora (2016).

Figura E.2 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 2 para o Caso C: (a) sábados; (b) domingos.



(a)

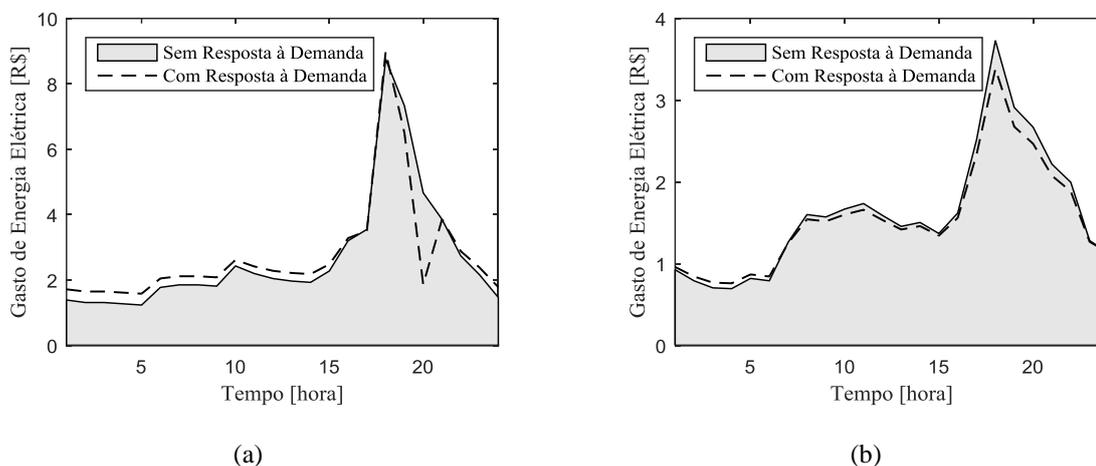


(b)

Fonte: A Autora (2016).

A Figura E.3 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana, de um consumidor da Faixa 2 para o Caso C.

Figura E.3 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 2 para o Caso C, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



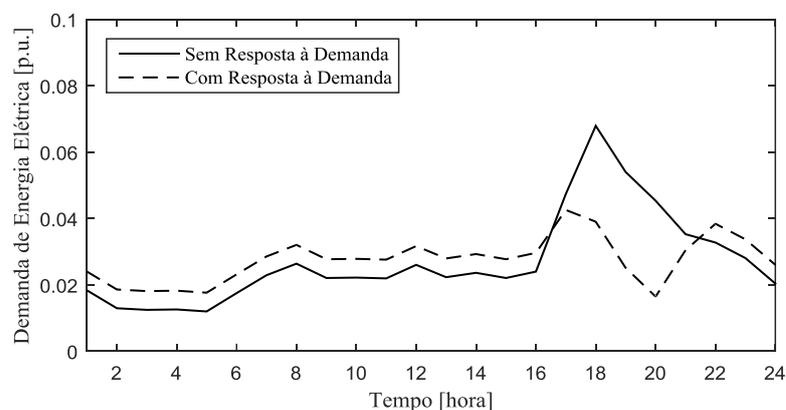
Fonte: A Autora (2016).

Por meio da expressão (3.24), obteve-se o fator K igual à 0,7531. Já a matriz de elasticidade-preço, obtida por meio da expressão (3.25), para a Faixa 3 é:

$$\mathbf{E}_C^3 = \begin{bmatrix} -0,3570 & 0,0498 & 0,0753 & 0,0355 \\ 0,0215 & -0,0850 & 0,0079 & 0,0037 \\ 0,0323 & 0,0079 & -0,1105 & 0,0056 \\ 0 & 0 & 0 & -0,2975 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (\text{D. 2})$$

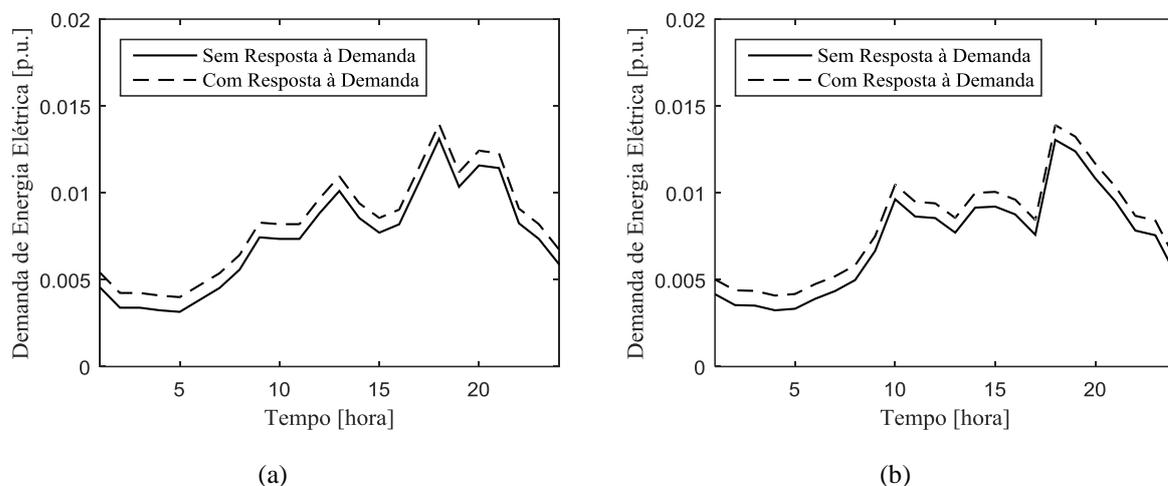
As Figuras E.4 e E.5 ilustram as curvas de carga típicas, com e sem resposta à demanda de um consumidor da Faixa 3 para o Caso C.

Figura E.4 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 3 para o Caso C.



Fonte: A Autora (2016).

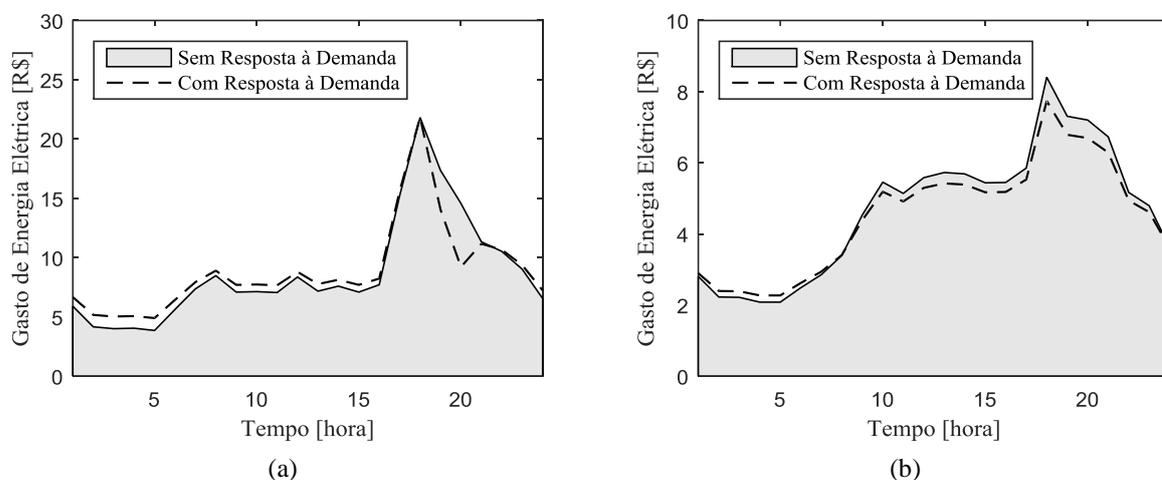
Figura E.5 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 3 para o Caso C: (a) sábados; (b) domingos.



Fonte: A Autora (2016).

A Figura E.6 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana, de um consumidor da Faixa 3 para o Caso C.

Figura E.6 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 3 para o Caso C, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



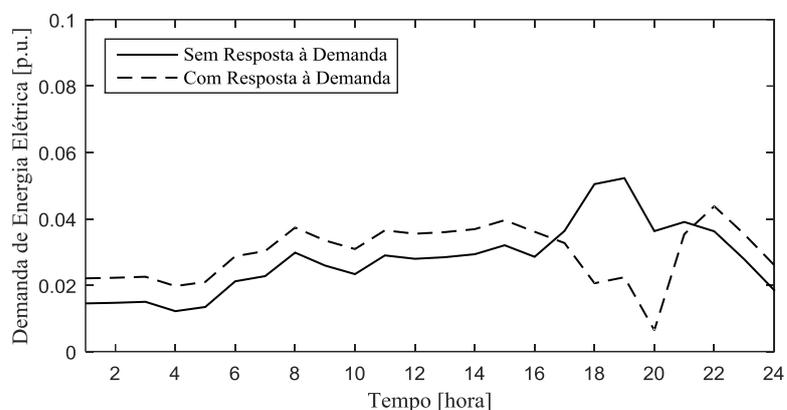
Fonte: A Autora (2016).

Por meio da expressão (3.24), obteve-se o fator  $K$  igual à 1,1822. Já a matriz de elasticidade-preço, obtida por meio da expressão (3.25), para a Faixa 4 é:

$$\mathbf{E}_C^4 = \begin{bmatrix} -0,3825 & 0,0703 & 0,1182 & 0,0525 \\ 0,0362 & -0,0765 & 0,0124 & 0,0055 \\ 0,0543 & 0,0111 & -0,1105 & 0,0083 \\ 0 & 0 & 0 & -0,2805 \end{bmatrix} \text{p.u.} \quad (\text{E.3})$$

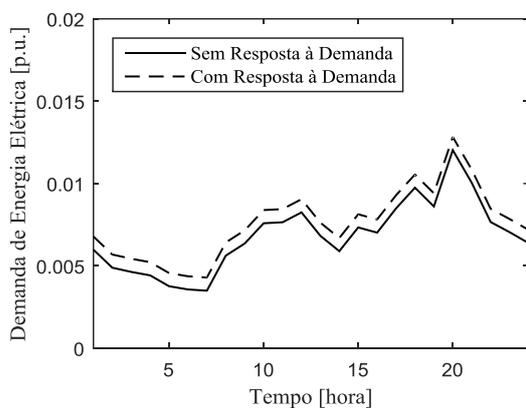
As Figuras E.7 e E.8 ilustram as curvas de carga típicas, com e sem resposta à demanda de um consumidor da Faixa 4 para o Caso C.

Figura E.7 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 4 para o Caso C.

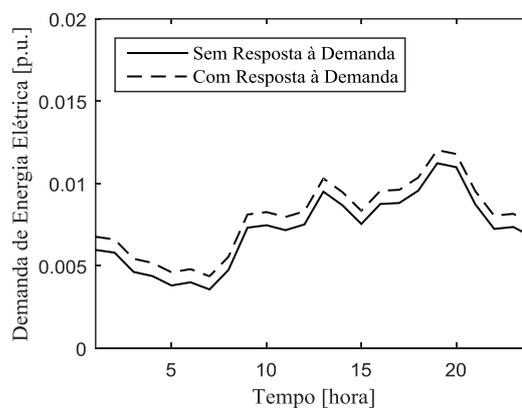


Fonte: A Autora (2016).

Figura E.8 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 4 para o Caso C : (a) sábados; (b) domingos.



(a)

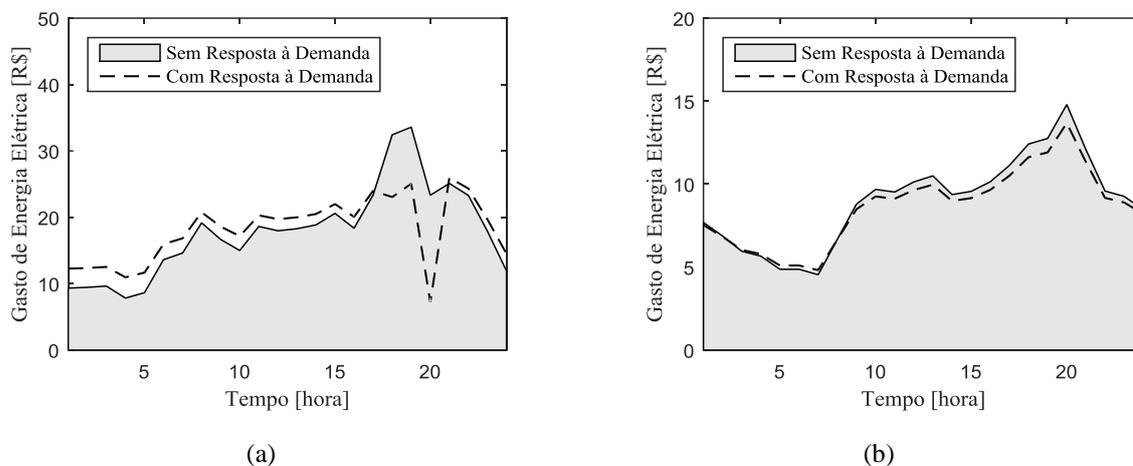


(b)

Fonte: A Autora (2016).

A Figura E.9 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana, de um consumidor da Faixa 4 para o Caso C.

Figura E.9 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 4 para o Caso C, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



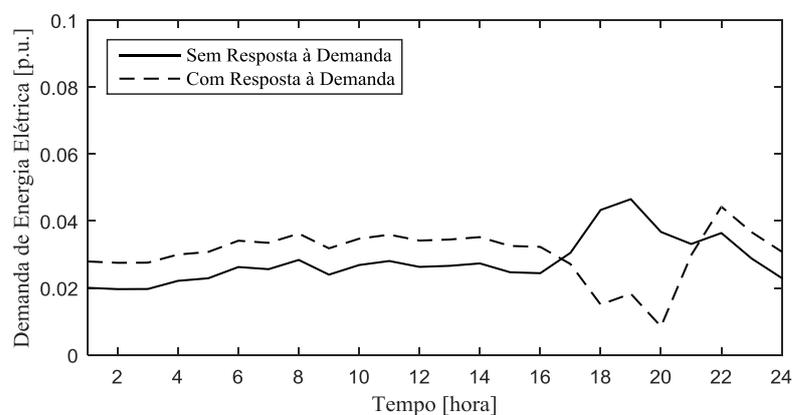
Fonte: A Autora (2016).

Por meio da expressão (3.24), obteve-se o fator  $K$  igual à 1,3450. Já a matriz de elasticidade-preço, obtida por meio da expressão (3.25), para a Faixa 5 é:

$$\mathbf{E}_C^5 = \begin{bmatrix} -0,3995 & 0,0711 & 0,1241 & 0,0597 \\ 0,0430 & -0,0680 & 0,0131 & 0,0063 \\ 0,0645 & 0,0112 & -0,1020 & 0,0094 \\ 0 & 0 & 0 & -0,2805 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (\text{E.4})$$

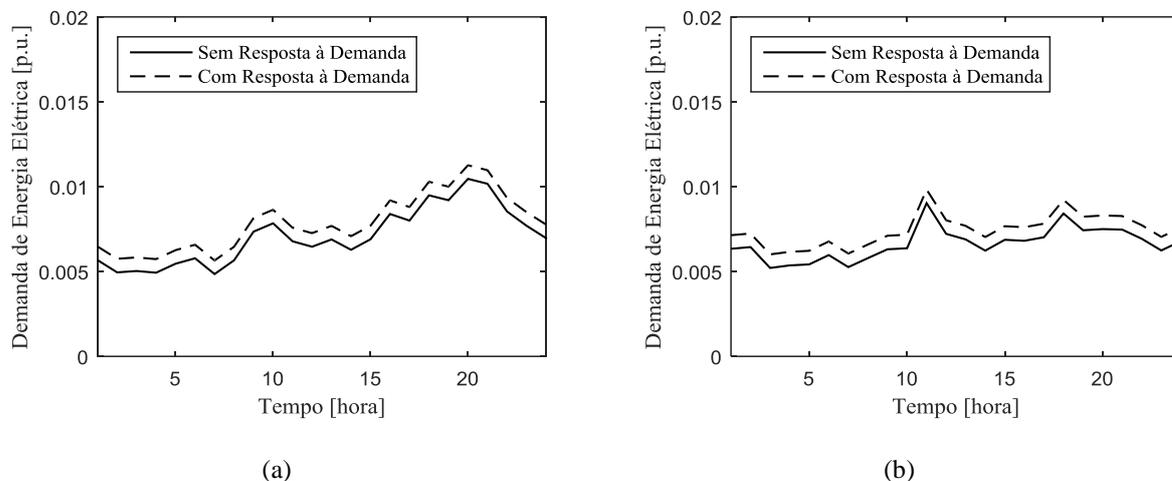
As Figuras E.10 e E.11 ilustram as curvas de carga típicas, com e sem resposta à demanda de um consumidor da Faixa 5 para o Caso C.

Figura E.10 - Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 5 para o Caso C.



Fonte: A Autora (2016).

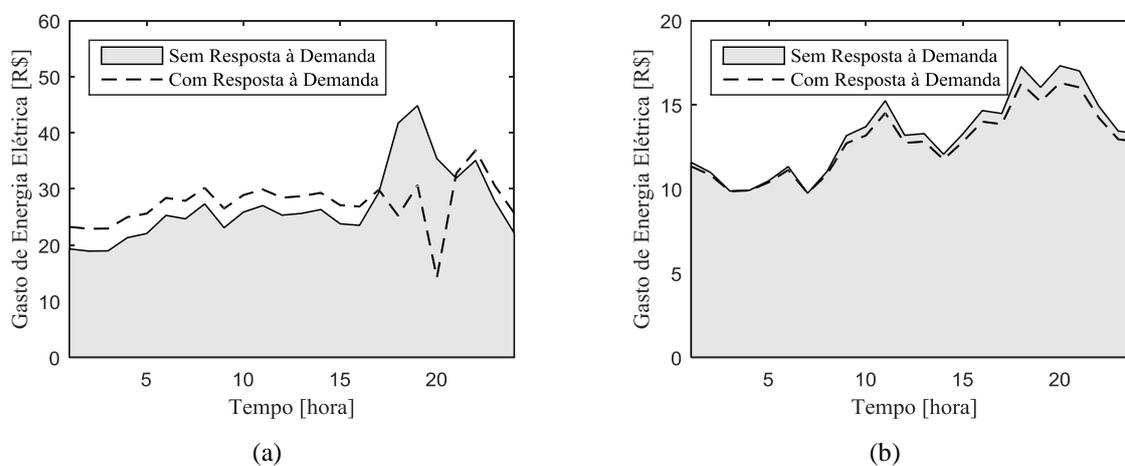
Figura E.11 - Curvas de carga típicas de um consumidor pertencente à Faixa 5 para o Caso C: (a) sábados; (b) domingos.



Fonte: A Autora (2016).

A Figura E.12 ilustra os gastos mensais, com e sem resposta à demanda, para os dias úteis e os finais de semana, de um consumidor da Faixa 5 para o Caso C.

Figura E.12 - Gastos mensais de um consumidor da Faixa 5 para o Caso C, referente aos: (a) dias úteis; (b) finais de semana.



Fonte: A Autora (2016).