



**UNIVERSIDADE SALVADOR – UNIFACS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E ARQUITETURA  
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA**

**RICARDO ANTÔNIO MACIEL FLÔR**

**ESTIMATIVA DE CONSUMO PARA RECUPERAÇÃO DE  
PERDAS NÃO-TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA –  
METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE FATORES DE  
CARGA E DE DEMANDA TÍPICOS DE ATIVIDADES  
COMERCIAIS**

Salvador  
2010

**RICARDO ANTÔNIO MACIEL FLÔR**

**ESTIMATIVA DE CONSUMO PARA RECUPERAÇÃO DE  
PERDAS NÃO-TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA –  
METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE FATORES DE  
CARGA E DE DEMANDA TÍPICOS DE ATIVIDADES  
COMERCIAIS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia da Universidade Salvador (UNIFACS), como requisito para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz de Carvalho Valente

Salvador  
2010

**FICHA CATALOGRÁFICA**  
(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade Salvador - UNIFACS)

Flôr, Ricardo Antônio Maciel

Estimativa de consumo para recuperação de perdas não-técnicas de energia elétrica – metodologia para determinação de fatores de carga e de demanda típicos de atividades comerciais. – Salvador, 2010.

143 f.: il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Salvador – UNIFACS.  
Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, 2010.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz de Carvalho Valente.

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Energia elétrica – Regulação. 3. Energia elétrica – Distribuição. I. Valente, André Luiz de Carvalho, orient. II. Título.

RICARDO ANTÔNIO MACIEL FLÔR

ESTIMATIVA DE CONSUMO PARA RECUPERAÇÃO DE  
PERDAS NÃO-TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA –  
METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE FATORES DE  
CARGA E DE DEMANDA TÍPICOS DE ATIVIDADES  
COMERCIAIS

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de mestre em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS, pela seguinte banca examinadora:

André Luiz de Carvalho Valente – Orientador \_\_\_\_\_  
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, USP, Brasil.  
Universidade Salvador – UNIFACS

Kleber Freire da Silva \_\_\_\_\_  
Doutor em Engenharia Elétrica. Universidade de São Paulo, USP, Brasil.  
Universidade Salvador – UNIFACS

Marcos Roberto Gouvêa \_\_\_\_\_  
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, USP, Brasil.  
Universidade de São Paulo – USP

Salvador, 9 de abril de 2010.

Aos meus pais, Antônio e Margarida, ao  
meu filho, João Pedro e a minha esposa,  
Roberta.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador André Valente, pela dedicação e compreensão.

Aos amigos Alfredo João, Renato Araújo, Thiago Mendes e André Alcântara pela parceria no desenvolvimento da pesquisa.

À Monica Silveira e Pedro Dantas pelo apoio incomensurável e parceria na elaboração e desenvolvimento da pesquisa.

A COELBA, pelo apoio financeiro, pelo fornecimento de dados e pela realização dos trabalhos de campo.

A todos os amigos que deram alguma contribuição e apoio e não estão aqui relacionados.

## RESUMO

Esta dissertação apresenta uma metodologia de pesquisa para estimativa de consumo de energia elétrica de unidades consumidoras comerciais da COELBA, para recuperação de perdas de energia não técnicas através da determinação de fatores de carga e de demanda típicos de consumidores similares. Com os resultados, espera-se melhorar as relações de consumo entre concessionária e consumidor de energia elétrica. O desenvolvimento da metodologia possui embasamento estatístico. Para dimensionamento das amostras de pesquisa foram considerados aspectos como área geográfica, classes e faixas de consumo, resultando na determinação dos fatores de carga e de demanda. A pesquisa resulta em estimativas de consumo mais próximas da realidade, se comparadas aos valores obtidos através das estimativas atuais. Esta dissertação foi motivada pelo projeto P&D ANEEL, ciclo 2006-2007, nº. 0047-006/2007, intitulado “*Definição de Fatores de Carga e de Demanda Típicos de Unidades Consumidoras Comerciais de Baixa Tensão da Região Metropolitana de Salvador*”, no qual o autor foi Gerente e o desenvolveu juntamente com os pesquisadores Monica Silveira e Pedro Roberto Paiva Dantas.

**Palavras-chave:** Energia Elétrica – Distribuição. Energia elétrica – Regulação. Perdas Não-Técnicas. Fator de carga. Fator de demanda.

## ABSTRACT

This dissertation presents a research methodology for estimating the energy consumption of commercial consumer units of COELBA, for recovery of non-technical energy loss by determination of typical load factors and demand factors of similar consumers. The results expect to improve consumer relations between company and consumer of electricity. The development of methodology has statistical basement. For sizing of samples of research, aspects such as geographical area, classes and tracks consumption were considered, resulting in the determination of load factors and demand factors. The research results in estimates of consumption closer to reality, if compared to the values obtained by current estimates. This dissertation was motivated by ANEEL R&D project, cycle 2006-2007, no. 0047-006/2007 entitled "*Definição de Fatores de Carga e de Demanda Típicos de Unidades Consumidoras Comerciais de Baixa Tensão da Região Metropolitana de Salvador*", which the author was manager and developed along with researchers Monica Silveira and Roberto Pedro Paiva Dantas.

**Keywords:** Electricity – Distribution, Electricity - Regulation, non-technical losses, load factor, demand factor.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Composição da Tarifa de Energia.....	25
Figura 2 – Regulação das Perdas por Incentivos.....	30
Figura 3 – Densidade Normal.....	57
Figura 4 – Consumo Real e Estimativas: Bar faixa 0 – 200 kWh.....	68
Figura 5 – Consumo Real e Estimativas: Bar faixa 200 – 500 kWh.....	70
Figura 6 – Consumo Real e Estimativas: Bar faixa > 500 kWh.....	72
Figura 7 – Consumo Real e Estimativas: Lanchonete faixa 0 – 200 kWh.....	78
Figura 8 – Consumo Real e Estimativas: Lanchonete faixa 200 – 500 kWh.....	80
Figura 9 – Consumo Real e Estimativas: Lanchonete Faixa > 500 kWh.....	82
Figura 10 – Consumo Real e Estimativas: Padaria faixa 0 – 200 kWh.....	88
Figura 11 – Consumo Real e Estimativas: Padaria faixa 200 – 500 kWh.....	90
Figura 12 – Consumo Real e Estimativas: Padaria Faixa > 500 kWh.....	92
Figura 13 – Consumo Real e Estimativas: Atividade Bar (nova proposta).....	101
Figura 14 – Tendência de Consumo para a estimativa 01: Atividade Bar.....	102
Figura 15 – Consumo Real e Estimativas: Atividade Lanchonete (nova proposta).....	106
Figura 16 – Tendência de Consumo para a estimativa 02: Atividade Lanchonete.....	107
Figura 17 – Consumo Real e Estimativas: Atividade Padaria (nova proposta).....	111
Figura 18 – Tendência de Consumo para a estimativa 01: Atividade Padaria.....	112
Figura 19 – Dispersão kWh x kW: Bar faixa 0 – 200kW.....	120
Figura 20 – Dispersão kWh x kW: Bar faixa 200 – 500kW.....	120
Figura 21 – Dispersão kWh x kW: Bar faixa > 500kW.....	121
Figura 22 – Dispersão kWh x kW: Bar (agrupado).....	121
Figura 23 – Dispersão kWh x kW: Lanchonete Faixa 0 – 200kW.....	122
Figura 24 – Dispersão kWh x kW: Lanchonete Faixa 200 – 500kW.....	122
Figura 25 – Dispersão kWh x kW: Lanchonete Faixa > 500kW.....	123
Figura 26 – Dispersão kWh x kW: Lanchonete (agrupado).....	123
Figura 27 – Dispersão kWh x kW: Padaria Faixa 0 – 200kW.....	124
Figura 28 – Dispersão kWh x kW: Padaria Faixa 200 – 500kW.....	124
Figura 29 – Dispersão kWh x kW: Padaria Faixa > 500kW.....	125
Figura 30 – Dispersão kWh x kW: Padaria (agrupado).....	125
Figura 31 – Dispersão kWh x FD: Bar (agrupado).....	126
Figura 32 – Dispersão kWh x FC: Bar (agrupado).....	126

Figura 33 – Dispersão kWh x FD: Lanchonete (agrupado) .....	127
Figura 34 – Dispersão kWh x FC: Lanchonete (agrupado) .....	127
Figura 35 – Dispersão kWh x FD: Padaria (agrupado).....	128
Figura 36 – Dispersão kWh x FC: Padaria (agrupado).....	128

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Índice de Perdas nas concessionárias acima de 400mil consumidores em 2007 .....	27
Tabela 2 – Ordenamento das empresas quanto ao Nível de Complexidade .....	31
Tabela 3 – Fatores de Carga e de Demanda Típicos utilizados na COELBA para cada classe de Consumo .....	43
Tabela 4 – Fatores de Carga e de Demanda Típicos de atividades comerciais e industriais utilizados na COELBA.....	44
Tabela 5 – Quantitativo de unidades consumidoras por faixa de consumo e atividade para a Zona 110 .....	52
Tabela 6 – Quantitativo de unidades consumidoras por faixa de consumo e atividade, na classe comercial (Faixas 0 - 500, 500 - 5.000 e > 5.000).....	53
Tabela 7 – Quantitativo de unidades consumidoras por faixa de consumo e atividade, na classe industrial (Faixas 0 - 500, 500 - 5.000 e > 5.000).....	53
Tabela 8 – Quantitativo de unidades consumidoras por faixa de consumo e atividade, na classe comercial (Faixas 0 - 300, 300 - 1.000 e > 1.000).....	54
Tabela 9 – Quantitativo de unidades consumidoras por faixa de consumo e atividade, na classe industrial (Faixas 0 - 300, 300 - 1.000 e > 1.000).....	54
Tabela 10 – Quantitativo de unidades consumidoras com fraude entre os anos de 2006 e 2008 .....	55
Tabela 11 – Quantitativo de unidades consumidoras Comerciais por faixa de consumo e atividade para Feira de Santana após o recadastramento .....	56
Tabela 12 – Adequação do tamanho da amostra por faixa de consumo e atividade, na classe comercial, considerando o problema cadastral (estimativa).....	59
Tabela 13 – Tamanho da amostra com folga por faixa de consumo e atividade, na classe comercial.....	59
Tabela 14 - Resumo dos quantitativos de unidades consumidoras levantadas em campo. ....	61
Tabela 15 – Dados estatísticos extraídos da pesquisa de campo: Atividade Bar .....	66
Tabela 16 – Quantitativo final da amostra após exclusão das unidades fora da faixa de consumo: Atividade Bar.....	67
Tabela 17 – Cargas predominantes por faixa de consumo: Atividade Bar.....	67

Tabela 18 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Bar faixa 0 – 200 kWh .....	68
Tabela 19 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Bar faixa 0 – 200 kWh .....	69
Tabela 20 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Bar faixa 200 – 500 kWh .....	70
Tabela 21 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Bar faixa 200 – 500 kWh.....	71
Tabela 22 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Bar faixa > 500 kWh .....	72
Tabela 23 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Bar faixa > 500 kWh .....	73
Tabela 24 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Bar faixa 0 – 200 kWh .....	73
Tabela 25 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Bar faixa 0 – 200 kWh .....	74
Tabela 26 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Bar faixa 200 – 500 kWh .....	74
Tabela 27 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Bar faixa 200 – 500 kWh .....	75
Tabela 28 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Bar faixa > 500 kWh.....	75
Tabela 29 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Bar faixa > 500 kWh .....	76
Tabela 30 – Características estatísticas dos dados de campo da Atividade Lanchonete.....	76
Tabela 31 – Quantitativo final da amostra após exclusão das unidades fora da faixa de consumo da Atividade Lanchonete .....	77
Tabela 32 – Cargas predominantes por faixa de consumo da Atividade Lanchonete .....	77
Tabela 33 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Lanchonete faixa 0 – 200 kWh.....	79
Tabela 34 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Lanchonete faixa 0 – 200 kWh.....	79

Tabela 35 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Lanchonete faixa 200 – 500 kWh.....	80
Tabela 36 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Lanchonete faixa 200 – 500 kWh.....	81
Tabela 37 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Lanchonete Faixa > 500 kWh .....	82
Tabela 38 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Lanchonete Faixa > 500 kWh .....	83
Tabela 39 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Lanchonete faixa 0 – 200 kWh .....	83
Tabela 40 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Lanchonete faixa 0 – 200 kWh .....	84
Tabela 41 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Lanchonete faixa 200 – 500 kWh.....	84
Tabela 42 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Lanchonete faixa 200 – 500 kWh.....	85
Tabela 43 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Lanchonete Faixa > 500 kWh .....	85
Tabela 44 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Lanchonete Faixa > 500 kWh .....	86
Tabela 45 – Características estatísticas dos dados de campo da Atividade Padaria	86
Tabela 46 – Cargas predominantes por faixa de consumo da Atividade Padaria .....	87
Tabela 47 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Padaria faixa 0 – 200 kWh .....	88
Tabela 48 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Padaria faixa 0 – 200 kWh.....	89
Tabela 49 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Padaria faixa 200 – 500 kWh .....	90
Tabela 50 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Padaria faixa 200 – 500 kWh.....	91
Tabela 51 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Padaria Faixa > 500 kWh .....	92
Tabela 52 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Padaria Faixa > 500 kWh .....	93

Tabela 53 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Padaria faixa 0 – 200 kWh .....	94
Tabela 54 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Padaria faixa 0 – 200 kWh .....	94
Tabela 55 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Padaria faixa 200 – 500 kWh .....	94
Tabela 56 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Padaria faixa 200 – 500 kWh .....	95
Tabela 57 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Padaria Faixa > 500 kWh.....	95
Tabela 58 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Padaria Faixa > 500 kWh.....	96
Tabela 59 – Fatores de carga, fatores de demanda e erros absolutos médios determinados por faixa de consumo e faixas de carga. ....	96
Tabela 60 – Consumidores autuados com irregularidades das atividades Padaria, Bar e Lanchonete na Bahia entre os anos de 2006 e 2009 .....	99
Tabela 61 – Consumidores da Tabela 60, considerando apenas os consumidores com cobrança de consumo pela alínea “c”, expurgando-se os cortados e os com consumo mínimo após a regularização.....	100
Tabela 62 – Dados estatísticos extraídos da pesquisa de campo: Atividade Bar (nova proposta) .....	100
Tabela 63 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Atividade Bar (nova proposta).....	101
Tabela 64 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Atividade Bar (nova proposta) .....	102
Tabela 65 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Atividade Bar (nova proposta).....	103
Tabela 66 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com aplicação dos fatores atuais: Atividade Bar.....	104
Tabela 67 – Dados estatísticos extraídos da pesquisa de campo: Atividade Lanchonete (nova proposta).....	105
Tabela 68 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Atividade Lanchonete (nova proposta).....	107

Tabela 69 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Atividade Lanchonete (nova proposta).....	107
Tabela 70 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Atividade Lanchonete (nova proposta) .....	108
Tabela 71 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com aplicação dos fatores atuais da Atividade Lanchonete.....	109
Tabela 72 – Dados estatísticos extraídos da pesquisa de campo: Atividade Padaria (nova proposta) .....	110
Tabela 73 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Atividade Padaria (nova proposta).....	111
Tabela 74 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Atividade Padaria (nova proposta) .....	112
Tabela 75 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Atividade Padaria (nova proposta).....	113
Tabela 76 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com aplicação dos fatores atuais da Atividade Lanchonete.....	113
Tabela 77 – Estimativas de consumo para as unidades autuadas com irregularidades no Estado da Bahia nos últimos quatro anos e com cobrança de consumo pela alínea “c”: Atividade Bar.....	129
Tabela 78 – Estimativas de consumo para as unidades autuadas com irregularidades no Estado da Bahia nos últimos quatro anos e com cobrança de consumo pela alínea “c”: Atividade Lanchonete.....	134
Tabela 79 – Estimativas de consumo para as unidades autuadas com irregularidades no Estado da Bahia nos últimos quatro anos e com cobrança de consumo pela alínea “c”: Atividade Padaria .....	143

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	17
1.2	PROBLEMA	19
1.3	HIPÓTESE	19
1.4	OBJETIVOS	19
1.5	JUSTIFICATIVA	21
<b>2</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA</b>	<b>23</b>
2.1	ASPECTOS REGULATÓRIOS – COMPOSIÇÃO DA TARIFA	23
2.2	ASPECTOS REGULATÓRIOS – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA	26
<b>2.2.1</b>	<b>Perdas de Energia Elétrica – Contexto Geral</b>	<b>27</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Perdas de Energia Elétrica – Aspectos Sócio-Econômicos</b>	<b>28</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Perdas de Energia Elétrica – Contexto Regulatório</b>	<b>29</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Perdas de Energia Elétrica – Práticas Adotadas no Combate</b>	<b>33</b>
<b>2.2.5</b>	<b>Perdas de Energia Elétrica – Legislação Penal</b>	<b>36</b>
<b>2.2.6</b>	<b>Perdas de Energia Elétrica – Recuperação de faturamento mediante cobrança retroativa de consumo</b>	<b>38</b>
<b>2.2.7</b>	<b>Recuperação de faturamento – Aspectos Legais</b>	<b>39</b>
<b>2.2.8</b>	<b>Recuperação de faturamento – Aspectos Regulatórios</b>	<b>40</b>
<b>2.2.9</b>	<b>Especificidades da alínea “c”</b>	<b>42</b>
<b>3</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>45</b>
3.1	TRABALHOS CORRELATOS	45
3.2	EQUIPAMENTOS TÍPICOS	47
3.3	AMOSTRAGEM	48
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>51</b>
4.1	DEFINIÇÃO DE ATIVIDADES E FAIXAS DE CONSUMO	51
<b>4.1.1</b>	<b>Adequação do universo</b>	<b>51</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Definição das atividades por CNAE e faixa de consumo</b>	<b>51</b>
<b>4.1.3</b>	<b>Plano Amostral</b>	<b>56</b>
4.2	LEVANTAMENTO DE CAMPO	60
<b>4.2.1</b>	<b>Recursos (equipe e equipamentos)</b>	<b>60</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Procedimentos</b>	<b>60</b>
<b>4.2.3</b>	<b>Resultados</b>	<b>61</b>
4.3	ANÁLISE DOS DADOS	62



<b>4.3.1</b>	<b>Análise qualitativa</b>	<b>62</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Definição dos fatores de carga e de demanda</b>	<b>63</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Validação</b>	<b>65</b>
<b>5</b>	<b>APLICAÇÃO DA METODOLOGIA</b>	<b>66</b>
<b>5.1</b>	<b>ATIVIDADE BAR</b>	<b>66</b>
<b>5.1.1</b>	<b>Análise dos dados</b>	<b>66</b>
<b>5.1.2</b>	<b>Determinação dos fatores</b>	<b>67</b>
<b>5.1.3</b>	<b>Validação</b>	<b>73</b>
<b>5.2</b>	<b>ATIVIDADE LANCHONETE</b>	<b>76</b>
<b>5.2.1</b>	<b>Análise dos dados</b>	<b>76</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Determinação dos fatores</b>	<b>77</b>
<b>5.2.3</b>	<b>Validação</b>	<b>83</b>
<b>5.3</b>	<b>ATIVIDADE PADARIA</b>	<b>86</b>
<b>5.3.1</b>	<b>Análise dos dados</b>	<b>86</b>
<b>5.3.2</b>	<b>Determinação dos fatores</b>	<b>87</b>
<b>5.3.3</b>	<b>Validação</b>	<b>93</b>
<b>5.4</b>	<b>ANÁLISE DA METODOLOGIA APLICADA</b>	<b>96</b>
<b>5.4.1</b>	<b>Adequação da metodologia aplicada</b>	<b>97</b>
<b>5.4.2</b>	<b>Extrapolção da validação dos fatores</b>	<b>98</b>
<b>5.4.3</b>	<b>Atividade BAR</b>	<b>100</b>
<b>5.4.4</b>	<b>Atividade LANCHONETE</b>	<b>105</b>
<b>5.4.5</b>	<b>Atividade PADARIA</b>	<b>110</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>115</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>117</b>
	<b>APÊNDICE A – Gráficos de Dispersão</b>	<b>120</b>
	<b>APÊNDICE B – Tabelas de Validação</b>	<b>129</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Desde o final do séc. XIX até o final da década de 60 do séc. XX, o segmento de distribuição do setor elétrico no Brasil era controlado por empresas privadas, tendo o monopólio como modelo de mercado. Como não havia uma legislação que defendesse os interesses dos consumidores, a expansão dessas empresas de dava de acordo com os interesses dos seus grupos controladores. A partir do início da década de 70 o poder estatal passou a investir massivamente no setor, buscando uma aceleração no desenvolvimento do país. Esses investimentos foram muito benéficos para a indústria de energia elétrica, que obteve uma grande expansão em sua infra-estrutura, além de receber profissionais qualificados para desenvolver e implantar as tecnologias de ponta existentes na época.

Contudo, essa grande explosão do crescimento do setor elétrico teve também conseqüências negativas. A crise econômica no final da década de 70, culminando com o aumento na dívida externa e a desvalorização cambial da moeda brasileira fez com que aumentasse bastante o comprometimento financeiro do setor, que se utilizava de empréstimos para realizar seus investimentos. Some-se isto às duas crises do petróleo na mesma década, conforme cita Nader (2007).

Para conter a tendência da elevação das tarifas de energia com a crise do setor, o governo estabeleceu políticas de contenção tarifária, além da contenção de gastos e investimentos no setor, de forma que o custo não fosse repassado aos usuários finais. Essa política perdurou pela década de 80. As estatais foram utilizadas para atender interesses privados, através de tarifas subsidiadas e priorização de obras que não visavam o interesse público, entre outros. Contudo, as empresas conseguiram manter um padrão de qualidade no fornecimento de energia a preços reduzidos. Fatores como ineficiência na gestão, falta de planejamento, burocracia e cessão aos interesses privados fizeram que começassem às pressões por mudanças no setor.

Com a continuação da recessão no início da Década de 90, o Estado ficou totalmente imobilizado. Sem vislumbrar uma outra saída para a situação, o governo

lançou o Plano Nacional de Desestatização (PND), que aliado a interesses de empresas de capital estrangeiro, culminou no que seria a privatização do setor elétrico brasileiro. Os incentivos dados pelo governo, entre eles o financiamento das empresas pelo BNDES, fizeram com que dentro de quatro anos mais de 50 empresas de distribuição de energia elétricas fossem privatizadas. Foi aprovada a lei 8.987/95 que dispunha sobre o regime de concessão e permissão da prestação dos serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal. Além desta, a lei nº 9.074/95 implantou a prática de licitações das concessões de geração, transmissão e distribuição, a título oneroso em favor da União, cria a figura do produtor independente de energia e do consumidor livre e estabelece normas para a reestruturação de empresas do setor elétrico, com vistas a facilitar sua privatização.

Surgiu então a figura da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que foi criada através da lei 9.427/96 e passou a ser o órgão regulador da concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil. Surgiu também o Operador Nacional de Sistema (ONS) encarregado de programar e planejar a geração e operação do sistema de geração e transmissão e o Mercado Atacadista de Energia (MAE) destinado a processar a compra e a venda de energia, através de contratos bilaterais e do mercado de curto prazo, entre outros órgãos.

Com a criação da ANEEL, foi adotado um modelo de regulação tarifária para as concessionárias. Tal modelo, a regulação por preço-teto ou **price-cap** (desenvolvido na Inglaterra), foi adotado por ser visto como aquele que poderia proporcionar maior grau de gestão para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores. Desta forma, as concessionárias passaram a traçar seus objetivos visando ganhos de produtividade com redução de custos, tomando como parâmetro empresas de referência fictícias criadas pela ANEEL e utilizadas como **Benchmark** para revisões tarifárias periódicas. Algumas das vantagens associadas a este modelo são: a redução do problema de informação assimétrica, redução do custo de regulação e do risco de captura e a inclusão de incentivos à busca de maior eficiência operacional, o que de fato é muito importante para o setor. No ano 2000 foi implantada a Resolução 456 da ANEEL, que estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica e atualmente

é utilizada como norma geral para regulação do serviço de distribuição de energia elétrica.

A concepção de modelo regulatório eficaz, na visão de especialistas da área, atingindo objetivos de equilíbrio entre concessionária e usuário, modicidade tarifária e melhoria da produtividade, é aquela que estabelece regras coerentes, claras, legais e possíveis. Outra regra que deve ser seguida é a qualidade do processo regulatório, que possui princípios como transparência, comunicação e participação pública. Todos os princípios citados, se cumpridos, colaboram para propiciar confiança no sistema regulatório e previsibilidade no processo, garantindo assim a sustentabilidade do setor.

## 1.2 PROBLEMA

Como melhorar a precisão de estimativa de consumo para unidades consumidoras de energia elétrica da COELBA para valores mais próximos da realidade, de forma a melhorar as relações de consumo, no âmbito da recuperação de perdas?

## 1.3 HIPÓTESE

Uma solução proposta é a utilização de pesquisa de campo em amostra de unidades consumidoras de determinadas atividades e a partir daí utilizar indicadores como carga instalada, histórico de consumo e curva de carga para a determinação dos fatores de carga e de demanda, que serão escalonados por faixa de carga. Supõe-se que o escalonamento dos fatores por faixa de carga melhora a precisão da estimativa dos consumos.

## 1.4 OBJETIVOS

O objetivo geral da presente dissertação é desenvolver e apresentar uma metodologia para determinar fatores de carga e de demanda típicos de unidades consumidoras de baixa tensão na região metropolitana de Salvador para as seguintes atividades:

- a) bares e semelhantes;

- b) hotéis;
- c) açougues/frigoríficos;
- d) padarias.

Uma vez definido o objetivo geral, foram definidos como objetivos específicos da pesquisa:

- a) avaliar a eficácia da metodologia em termos de margem de erro para o consumo real;
- b) realizar uma comparação com a metodologia aplicada atualmente e verificar se houve melhoria na precisão do cálculo.

Esta dissertação foi motivada pela pesquisa de P&D ciclo 2006-2007, nº. 0047-006/2007, intitulada “*Definição de Fatores de Carga e de Demanda Típicos de Unidades Consumidoras Comerciais de Baixa Tensão da Região Metropolitana de Salvador*”, na qual o autor foi Gerente do projeto e o desenvolveu juntamente com os pesquisadores Monica Silveira e Pedro Roberto Paiva Dantas.

O presente trabalho está dividido em 07 capítulos. No capítulo 01 é realizada a introdução.

No capítulo 02 é desenhada a caracterização do problema, com os aspectos regulatórios que influenciam diretamente na necessidade de estimativa de consumo para os consumidores de energia elétrica. Dentre os aspectos abordados, destacam-se perdas de energia elétrica, mais especificamente a cobrança retroativa de consumo de energia mediante irregularidades nas medições das concessionárias de energia elétrica. Será abordado também neste capítulo o problema, a hipótese, os objetivos e a justificativa.

O capítulo 03 enfoca a revisão bibliográfica do assunto em tema, com apresentação de outros trabalhos realizados na mesma área.

No capítulo 04 aborda-se a metodologia aplicada que descreve o embasamento estatístico e a pesquisa de campo realizada para coleta dos dados necessários ao objetivo do trabalho.

O capítulo 05 apresenta os resultados encontrados com a aplicação da pesquisa de campo.

No capítulo 06 são realizadas as conclusões e considerações finais do autor.

O capítulo 07 traz as referências bibliográficas utilizadas no auxílio à realização deste trabalho.

## 1.5 JUSTIFICATIVA

A necessidade de atender os parâmetros de regulação por incentivos, com impacto direto na tarifa tem levado as empresas do setor elétrico a aprimorar a forma de tratar diversos problemas de relacionamento com seus clientes, desde a satisfação com o atendimento até o tratamento de reclamações e problemas com relação ao correto faturamento de energia medida. Aliado a isso, o consumidor está cada vez mais consciente dos seus direitos perante a sociedade, buscando a garantia desses direitos judicialmente.

A busca constante das concessionárias de energia elétrica para reduzir perdas não-técnicas de energia fez com que aumentasse bastante o número de clientes notificados e autuados com irregularidades de consumo de energia elétrica nos últimos 12 anos. Ao mesmo tempo ocorreu o desenvolvimento de mecanismos de defesa do consumidor que o tornaram mais bem informado quanto aos seus direitos. O consumidor mais consciente tem exigido que as estimativas de consumo, quando necessárias, sejam feitas através de métodos aprovados por eles e pelo órgão regulador.

Como exemplo, nos últimos quatro anos foram abertas mais de 10.000 reclamações contra a COELBA, sejam elas judiciais ou pelo órgão regulador regional no Estado da Bahia. Os valores reclamados ultrapassam R\$ 45 milhões, entre valores de cobranças de consumo e pedidos por danos morais. Atualmente, existem mais de 2.000 processos em trâmite de julgamento e acordos de conciliação, com valores que ultrapassam R\$ 10 milhões.

As reclamações geram prejuízos financeiros altíssimos para as concessionárias, que além dos valores reclamados, ainda arcam com os custos de

advogados para defender os seus direitos. Além do prejuízo financeiro, há o desgaste nas relações de consumo entre concessionária e consumidor, já que esta passa a ser mal vista pela sociedade.

Uma necessidade enfrentada pelas concessionárias é o estabelecimento de uma metodologia de cálculo transparente para a definição do valor correto de consumo de unidades consumidoras nas quais foram detectadas irregularidades na medição, de forma a melhorar as relações de consumo e também sua imagem perante os clientes, com diminuição dos prejuízos financeiros oriundos dos processos judiciais.

Com intuito de buscar atender as necessidades citadas no parágrafo anterior, a COELBA, juntamente com as empresas Consulte e LSI-TEC realizaram o desenvolvimento de um projeto de P&D aprovado pela ANEEL, de número 0047-006/2007, intitulado *“Definição de Fatores de Carga e de Demanda Típicos de Unidades Consumidoras Comerciais de Baixa Tensão da Região Metropolitana de Salvador”*, que resultou nesta dissertação de mestrado.

## 2 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

O modelo regulatório por incentivos adotado no Brasil forçou as empresas a buscar ganhos de eficiência e produtividade, de forma que fossem recompensadas na tarifa de energia, com o objetivo de propiciar benefícios às próprias concessionárias, aos consumidores e à sociedade como um todo, com tarifas módicas.

### 2.1 ASPECTOS REGULATÓRIOS – COMPOSIÇÃO DA TARIFA

Um dos papéis principais da ANEEL é fixar uma tarifa justa ao consumidor que estabeleça uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão para que a concessionária possa oferecer um serviço de qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias. Ao adotar o modelo da regulação por preço-teto, a ANEEL estabelece um valor máximo para a tarifa, a qual se ajusta anualmente pela taxa de inflação, descontada de um índice de ganho de produtividade pré-definido.

Conforme mencionado anteriormente, O principal objetivo da Regulação por Incentivos é estimular à produtividade, recompensando a empresa regulada se seu desempenho for superior a parâmetros pré-determinados pelo regulador (**benchmarking**). Se os ganhos de produtividade superarem esse parâmetro, as empresas obtêm ganhos econômicos. Estes ganhos serão parcialmente compartilhados com os consumidores a partir da aplicação de um redutor de tarifa em revisões tarifárias periódicas (que normalmente ocorrem a cada quatro anos). Após cada revisão periódica, a agência estabelece novos valores de referência e isso cria um ciclo contínuo de incentivo à melhoria de produtividade, devido à “concorrência virtual” com a empresa de referência.

Em 2006 foi implantada a Resolução Normativa nº. 234, a qual estabeleceu os conceitos, metodologias e procedimentos iniciais para a realização da segunda revisão tarifária periódica das concessionárias distribuidoras de energia elétrica. A resolução se fundamenta na legislação através do art. 13 da Lei nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, estabelecendo que as tarifas possam ser diferenciadas em função



das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários.

No Brasil, existem três mecanismos de atualização tarifária:

Reajuste tarifário Anual, pelo qual a tarifa é ajustada pela inflação descontada de um índice de ganho de produtividade (fator X). Restabelece o poder de compra da receita obtida pela concessionária;

Revisão tarifária periódica, que ocorre normalmente a cada quatro anos. O valor teto das tarifas, o nível de qualidade dos serviços e o índice de ganho de produtividade são revisados. Necessária para garantir o repasse dos ganhos de produtividade ao consumidor e corrigir desvios que coloquem em risco a capacidade de investimento das empresas e da sustentabilidade do setor;

Revisão tarifária extraordinária: a ANEEL pode, a qualquer tempo, proceder a revisão tarifária visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Pode ser aplicado quando ocorrem alterações significativas nos custos da empresa, não previstos nos outros tipos de revisão;

A agência define o valor teto da tarifa calculando a Receita Requerida para cobrir os custos das empresas. Esses custos estão divididos em duas categorias:

- a) Custos não-gerenciáveis (ou parcela A), que correspondem a cerca de 70% do valor da tarifa e incluem a compra de energia elétrica, os custos de uso do sistema de transmissão, encargos e impostos setoriais e;
- b) Custos gerenciáveis (parcela B), que são aqueles sobre os quais a concessionária possui controle efetivo, incluindo os custos operacionais, a remuneração do capital e a reposição dos ativos da empresa.

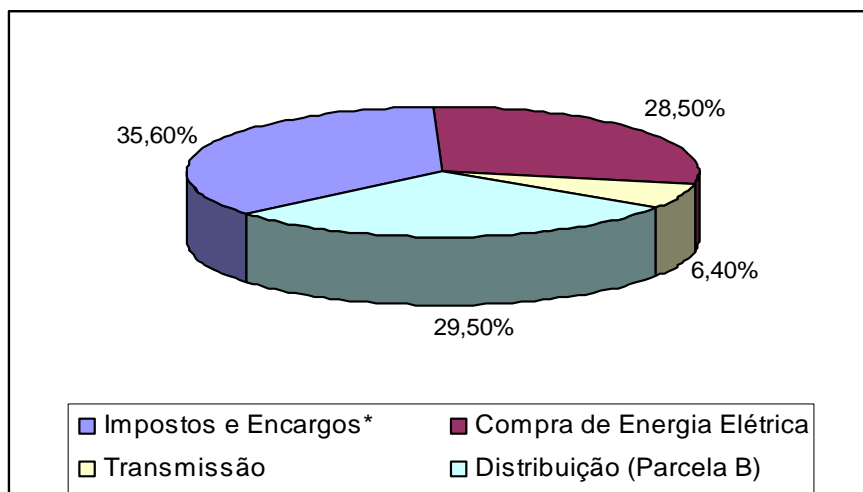


Figura 1 – Composição da Tarifa de Energia

Fonte: ANEEL (2006).

Nota: Os impostos e encargos no gráfico referem-se apenas aos incidentes sobre a distribuição de energia. A tributação chega a 43,7%

A revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário e do Fator X.

Por definição, Reposicionamento Tarifário é a redefinição do nível das tarifas de energia elétrica reguladas, em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. O fator X é o percentual a ser subtraído do Indicador de Variação da Inflação, quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade estimados para o período.

Tanto o Reposicionamento tarifário quanto o fator X são calculados levando-se em consideração os conceitos e critérios descritos abaixo, com metodologias próprias de cálculo para cada item, conforme estabelece a ANEEL (2006, p.3):

- a) custos operacionais eficientes, que são os custos inerentes à execução das atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, direção e administração, que assegurem à concessionária os níveis de qualidade do serviço exigidos;
- b) estrutura ótima de capital, que se baseia em dados empíricos de comportamento da relação de capital de terceiros/capital total (relação D/V) das empresas de distribuição de outros países que utilizam o regime regulatório do preço-teto;

- c) custo de capital próprio, que busca identificar a percepção do mercado sobre os riscos do setor;
- d) base de remuneração regulatória, que é composta do ativo imobilizado em serviço, almoxarifado de operação, ativo diferido e obrigações especiais;
- e) outras receitas, que são basicamente as receitas de compartilhamento de infra-estrutura;
- f) relação entre qualidade de energia e investimentos e;
- g) perdas de energia.

## 2.2 ASPECTOS REGULATÓRIOS – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As perdas de energia elétrica constituem na diferença entre a energia requerida e a energia fornecida pela distribuidora e influenciam diretamente na quantidade de energia comprada e que compõe a Parcela A da receita de distribuição. Quanto menor o valor das perdas, maior o benefício auferido pelos consumidores, com reflexos positivos na modicidade tarifária. Conseqüentemente, é atribuição do órgão regulador estabelecer um valor de repasse das perdas de energia para as tarifas de forma muito transparente e que incentive a distribuidora na direção de uma maior eficiência.

As perdas de energia elétrica na distribuição possuem duas componentes, através das quais são estabelecidos os parâmetros de redução e direcionadas as ações de combate às perdas (ANEEL, 2006, p.2):

- a) perda técnica: constitui a quantidade de energia elétrica dissipada entre os suprimentos de energia da distribuidora e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras ou distribuidoras supridas. Essa perda é relativa aos processos de transporte, transformação de tensão e das perdas inerentes aos equipamentos de medição;
- b) perda não técnica: também chamada de perda comercial, é apurada pela diferença entre a perda total e a perda técnica. É a perda associada à distribuição de energia elétrica, tal como furtos e fraudes de energia (gatos de energia), erros de medição, erros nos processos internos (leitura, faturamento, etc.).

## 2.2.1 Perdas de Energia Elétrica – Contexto Geral

As perdas não técnicas no setor elétrico geram prejuízos da ordem mais de R\$ 4 bilhões ao ano, com importantes reflexos sobre a tarifa e sobre a eficiência econômica no país. Estima-se que, no Brasil, o índice de perdas globais no ano de 2007 foi da ordem de 14,60% de toda a energia requerida pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, o que corresponde a 43,8 TWh/ano de energia perdida. Desse montante, 50% corresponde às perdas não técnicas.

As fraudes e furtos de energia são responsáveis por mais de 90% das perdas não técnicas. A existência deste problema se deve a fatores que excedem o âmbito da gestão das distribuidoras, Esses fatores estão relacionados às variáveis como nível de renda, criminalidade, desigualdade e/ou complexidade social e, produzem efeitos não apenas sobre a incidência de furto como também a dinâmica das ações de combate ao furto de energia pela distribuidora.

A Tabela 1 mostra os índices de perdas das concessionárias acima de 400mil consumidores no ano de 2007.

Tabela 1 – Índice de Perdas nas concessionárias acima de 400mil consumidores em 2007

<b>DISTRIBUIDORA</b>	<b>% Perdas Globais</b>	<b>% Perdas Técnicas</b>	<b>% Perdas Não Técnicas</b>
CEPISA	35,05	11,05	24,00
CEAL	32,79	10,45	22,33
LIGHT	26,88	6,37	20,51
CELPA	26,21	8,35	17,86
CEMAR	29,56	13,32	16,25
AMPLA	19,01	4,22	14,79
ENERGISA PB	21,88	9,49	12,39
CEEE	17,83	6,97	10,86
ESCELSA	19,16	8,71	10,45
ENERSUL	18,57	9,53	9,04
CELPE	15,79	7,28	8,50
CEMAT	16,73	9,14	7,59
AES ELETROPAULO	11,20	5,27	5,93
CEB	14,94	9,65	5,29
CEMIG	15,07	10,53	4,54
ENERGISA SE	14,51	10,37	4,14
CPFL PIRATININGA	9,02	5,03	3,99
COELBA	13,15	9,26	3,89
BANDEIRANTE	14,98	11,22	3,75
COPEL	8,14	4,48	3,66
CPFL PAULISTA	8,81	5,16	3,66
COSERN	11,72	8,45	3,27

<b>DISTRIBUIDORA</b>	<b>% Perdas Globais</b>	<b>% Perdas Técnicas</b>	<b>% Perdas Não Técnicas</b>
RGE	8,23	5,95	2,28
CELG	11,05	8,77	2,27
COELCE	11,66	9,45	2,20
ELEKTRO	8,28	6,08	2,20
AES SUL	8,50	6,63	1,87
CELESC	6,07	4,55	1,51

Fonte: ABRADEE (2009).

## 2.2.2 Perdas de Energia Elétrica – Aspectos Sócio-Econômicos

Perdas de energia elétrica é um tema de grande importância no cenário nacional do setor elétrico, uma vez que é problema comum em quase todas as concessionárias, que perdem grande receita com a energia não faturada. O prejuízo é grande também para o poder público, que deixa de arrecadar os impostos inerentes ao consumo de energia, além de toda a sociedade, que paga tarifas mais altas como consequência do problema. Dessa forma, cabe ao Estado criar as condições socioeconômicas e institucionais que favoreçam o combate às perdas e os mecanismos regulatórios que incentivem às concessionárias a agir com eficiência na mesma direção.

Existe uma série de fatores setoriais e sócio-econômicos que contribuem para o aumento das perdas não técnicas no setor elétrico. Segundo Araújo (2007, p.24), entre os fatores setoriais pode-se citar:

- a) área da empresa – quanto maior a área da empresa, maiores as perdas técnicas na distribuição de energia e dificuldades para gestão das perdas não técnicas;
- b) percentual da energia fornecida para consumidores residenciais – a concentração de perdas comerciais na classe residencial é maior do que nas outras classes;
- c) percentual da energia fornecida para iluminação pública – historicamente as prefeituras não comunicam as alterações de carga para as concessionárias.

Com relação às variáveis sócio-econômicas, destacam-se:

- a) desenvolvimento – O desenvolvimento de uma sociedade reflete na melhoria da qualidade de vida das pessoas. O IDH – Índice de Desenvolvimento

Humano é o principal indicador utilizado atualmente. O índice é composto por três variáveis, informação, saúde e riqueza. Acredita-se que há uma correlação entre o desenvolvimento de uma região e os índices de perdas;

- b) favelização – As grandes cidades do Brasil passaram por um processo de crescimento desordenado a partir da década de 70. Isso gerou o aumento das favelas nas grandes cidades, conseqüentemente, propiciando um ambiente mais favorável ao aumento das ligações clandestinas nessas regiões;
- c) infra-estrutura – Notadamente regiões com boa infra-estrutura de serviços básicos como habitação, eletricidade, saneamento básico, saúde, transporte e comunicação criam melhores condições para a diminuição dos índices de perdas, uma vez que isto propicia o desenvolvimento;
- d) escolaridade – É um dos princípios básicos do desenvolvimento de uma sociedade. O acesso à educação trás melhores condições de trabalho e renda para as pessoas, diminuindo os riscos de furto de energia;
- e) pobreza – Indicador que contradiz o desenvolvimento é um dos principais fatores de aumento de perdas não técnicas, uma vez que a energia elétrica é considerada insumo básico e os que não podem pagar irão “arranjar um jeito” de conseguir energia;
- f) acesso a equipamentos elétricos – Com as facilidades de crédito nas lojas de eletrodomésticos, há uma tendência de aumento nos níveis de consumo de energia, sendo um estímulo para a realização de fraudes de energia.

### **2.2.3 Perdas de Energia Elétrica – Contexto Regulatório**

No primeiro ciclo de Revisão Tarifária Periódica, entre os anos de 2003 e 2005, não foi dado um tratamento explícito às perdas e, por isso, a ANEEL considerou como alvo de perda o menor valor entre a perda total média dos três anos anteriores e o nível de perdas informado pelas empresas para o último ano. Como as perdas em geral vinham aumentando gradativamente, houve um tratamento no sentido de sinalizar uma trajetória orientada à redução das perdas totais sem que, no entanto, fossem fornecidos recursos tarifários para este fim.

No início ao segundo ciclo (de 2007 a 2009), a ANEEL reconheceu que o balizador das perdas não técnicas deveria se basear em uma relação custo-

benefício que incentivasse as ações eficientes de combate às perdas, considerando as especificidades de cada concessionária.

A experiência mostra que a metodologia regulatória de remuneração por incentivos à eficiência na gestão pode proporcionar resultados excelentes no que diz respeito à redução das perdas no serviço de distribuição de energia, trazendo benefícios para as concessionárias, os consumidores e a sociedade em geral. Com a finalidade de calcular a quantidade de energia anual que a concessionária deve comprar, o regulador determina o nível máximo de perdas admitidas sobre a energia elétrica que se prevê vender para o mercado.

Conforme estabelece a ANEEL (2006, p.04), a determinação desse índice pode ser feita mediante fixação de um valor único ou através de uma trajetória descendente em cada ciclo anual de revisão tarifária. Essa metodologia gera fortes incentivos para que as concessionárias possam reduzir suas perdas a níveis inferiores às metas propostas, pois poderá reter como benefício, a diferença entre o alcançado e o proposto valorada ao preço de compra. Ou seja, quanto maior for a redução das perdas não técnicas melhor, uma vez que a distribuidora venderá energia pelo valor da tarifa regulada.

A Figura 2 mostra um exemplo teórico de como se dá a regulação por incentivos em uma empresa que reduz os níveis de perdas abaixo do padrão regulatório.

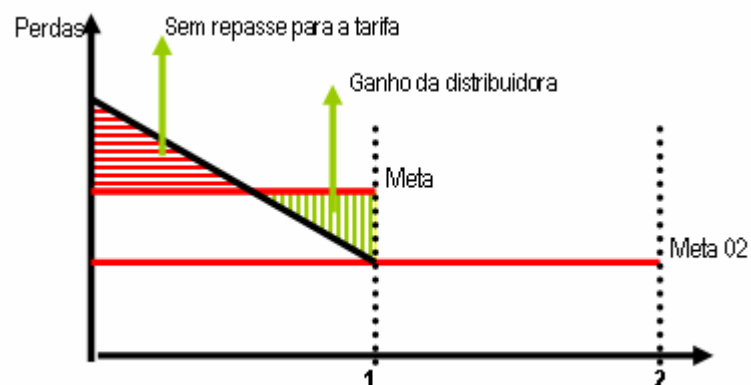


Figura 2 – Regulação das Perdas por Incentivos  
Fonte: ANEEL (2006)

Para estabelecimento da trajetória regulatória de redução das perdas a ser considerada nas revisões tarifárias periódicas, a ANEEL considera a segregação das perdas técnicas e não técnicas e observa aspectos de eficiência econômica e técnica, com vistas à modicidade tarifária.

Para as perdas técnicas é considerado como referencial o nível percentual de perdas técnicas sobre a energia injetada.

Para as perdas não técnicas é utilizado o mecanismo de comparação entre empresas do mesmo porte que sejam mais eficientes no combate às perdas, bem como o histórico de perdas praticado dentro da própria empresa avaliada. Com o objetivo de se fazer uma comparação de forma apropriada, são observados alguns fatores que influenciam de forma direta e indireta nas perdas não técnicas e seus níveis em todas as áreas de concessão e também fatores específicos de cada distribuidora. O conjunto desses fatores é chamado de “complexidade de combate às perdas não técnicas” ou apenas complexidade. Foi construído um “índice de complexidade”, que levou em consideração esses fatores e que é utilizado para comparação entre as empresas. Abaixo tabela com o ordenamento das concessionárias de energia de acordo com os índices de complexidade:

Tabela 2 – Ordenamento das empresas quanto ao Nível de Complexidade

EMPRESA	POSIÇÃO	ÍNDICE	DESVIO PADRÃO	EMPRESA	POSIÇÃO	ÍNDICE	DESVIO PADRÃO
CELPA	1º	0,463	0,047	CEB	33º	0,113	0,018
MANAUS ENERGIA LIGHT	2º	0,456	0,052	AES-SUL	34º	0,104	0,017
CEA	3º	0,449	0,058	CPFL - PAULISTA	35º	0,097	0,019
ELETROPAULO	4º	0,379	0,035	CELG	36º	0,084	0,018
COELCE	5º	0,336	0,044	ENERSUL	37º	0,081	0,019
CEPISA	6º	0,308	0,027	CFLO	38º	0,074	0,019
CEMAR	7º	0,274	0,027	ENERGISA NF	39º	0,073	0,023
CELPE	8º	0,272	0,037	RGE	40º	0,071	0,018
ENERGISA	9º	0,271	0,027	CHESP	41º	0,067	0,018
BORBOREMA	10º	0,269	0,027	IGUAÇU	42º	0,066	0,020
CER	11º	0,269	0,043	FORCEL	43º	0,066	0,018
ELETROACRE	12º	0,251	0,047	SANTA MARIA	44º	0,060	0,019
CEAM	13º	0,251	0,045	DEMEI	45º	0,055	0,019
CEAL	14º	0,247	0,028	ENERGISA MG	46º	0,055	0,019
AMPLA	15º	0,235	0,024	CSPE	47º	0,054	0,019
COELBA	16º	0,216	0,020	SANTA CRUZ	48º	0,053	0,019
ENERGISA	17º	0,207	0,019	CAIUÁ	49º	0,052	0,019
PARAÍBA							
BANDEIRANTE	18º	0,198	0,023	MUXFELDT	50º	0,048	0,020
CEEE	19º	0,190	0,022	HIDROPAN	51º	0,048	0,019
SULGIPE	20º	0,189	0,029	VALE	52º	0,046	0,019
				PARANAPANEMA			
CPFL-	21º	0,164	0,022	BRAGANTINA	53º	0,044	0,020



EMPRESA	POSIÇÃO	ÍNDICE	DESVIO PADRÃO	EMPRESA	POSIÇÃO	ÍNDICE	DESVIO PADRÃO
PIRATININGA							
CERON	22º	0,164	0,025	NACIONAL	54º	0,044	0,020
CEMIG	23º	0,159	0,018	UHENPAL	55º	0,044	0,019
ENERGISA	24º	0,152	0,019	ELETROCAR	56º	0,040	0,020
SERGIPE							
COCEL	25º	0,147	0,020	CELESC	57º	0,040	0,021
COSERN	26º	0,134	0,021	CPEE	58º	0,039	0,020
CELTINS	27º	0,131	0,021	MOCOCA	59º	0,033	0,020
BOA VISTA	28º	0,128	0,021	COOPERALIANÇA	60º	0,030	0,022
COPEL	29º	0,127	0,018	JAGUARI	61º	0,028	0,022
ELEKTRO	30º	0,117	0,017	JOÃO CESA	62º	0,024	0,023
CEMAT	31º	0,114	0,020	EFLUL	63º	0,022	0,023
ESCELSA	32º	0,114	0,025	DME-PC	64º	0,013	0,023

Fonte: ANEEL (2006).

Concessionárias são consideradas comparáveis no que diz respeito às perdas não técnicas quando suas áreas de concessão possuem grau de complexidade igual ou superior a que está sendo avaliada. Porém, pelo fato do índice calculado ser um conceito estatístico com distribuição de probabilidade associada, deve-se levar em conta a probabilidade de inversão desse ordenamento, ou seja, a probabilidade de uma empresa ser, de fato, comparável a outra.

A definição dos percentuais regulatórios de perdas não técnicas que foram considerados no segundo ciclo de revisões tarifárias baseou-se no nível de referencial absoluto de perdas não técnicas, no histórico de perdas da concessionária e na proposta apresentada pela empresa no tratamento do assunto. A análise para definição do referencial regulatório das perdas não técnicas observará os seguintes passos:

- a) recebimento de informações relativas ao histórico de combate às perdas em sua área de concessão, como histórico da evolução das perdas de energia, atividades desenvolvidas no combate às perdas, montantes de redução de perdas e ganho de mercado decorrente das atividades dos programas de redução de perdas implantados na empresa, ganho de receita oriundo do combate às perdas e **cobrança retroativa do consumidor durante o período de fraude**. A empresa poderá encaminhar a sua proposta para o nível de perdas não técnicas no ciclo com o plano de combate às perdas não técnicas que justifiquem a proposta;
- b) apuração dos valores de perdas não técnicas através da diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas calculadas pela ANEEL;

- c) definição de um valor referencial de perdas não técnicas, observando-se o nível referencial absoluto de perdas não técnicas, o histórico recente de perdas da concessionária e o estudo apresentado pela empresa;
- d) dimensionamento dos recursos necessários, onde são dimensionados os custos operacionais associados às atividades de combate às perdas a partir do montante de energia anual a ser regularizada, além de estimados os investimentos necessários a partir de referências empíricas;
- e) análise econômica, que é realizada após a definição do nível de perdas a ser atingido e também da análise de custo/benefício associado às perdas regulatórias. Caso o nível de perdas definido resulte em uma relação desfavorável de custo/benefício ao consumidor, todo o processo deverá ser repetido.

#### **2.2.4 Perdas de Energia Elétrica – Práticas Adotadas no Combate**

Existe uma grande quantidade de ações para combater as perdas não técnicas no setor elétrico. No entanto, nem todas são economicamente viáveis, haja vista que a relação custo/benefício pode trazer prejuízos para a concessionária. As ações se tornam economicamente inviáveis quando os custos empregados superam a receita oriunda de sua implantação. Neste ponto, as ações se tornam impraticáveis, exigindo do Estado a criação de incentivos tarifários para que se atinjam os patamares socialmente desejáveis.

Deve-se levar em consideração que os consumidores pagam uma tarifa mais alta para compensar essas perdas, sendo esperadas reduções das tarifas decorrentes das reduções de perdas nos ciclos tarifários.

Os benefícios sociais advindos da redução das perdas extrapolam os limites da distribuição, justificando incentivos para subsidiá-las. Podem-se destacar alguns:

- a) menores custos de geração oriundos da redução do desperdício de energia;
- b) aumento na arrecadação de impostos;
- c) aumento na sensação de justiça social pelas comunidades;
- d) diminuição no risco de acidentes nas redes elétricas oriundos de ligações clandestinas.

A resolução 456/2000 da ANEEL é a norma utilizada pelas distribuidoras para regular as ações de combate às perdas não técnicas, estabelecendo procedimentos e critérios a serem adotados para inspeções e compensações de faturamento nos casos de deficiência técnica ou irregularidades detectadas pelas concessionárias nas medições dos consumidores. Os principais artigos tratados pela resolução para este tratamento são:

Art. 31 – Estabelece responsabilidades do consumidor com relação ao aumento de carga;

Art. 36 – Trata sobre a responsabilidade de manutenção e rompimentos dos lacres de medição;

Art. 37 – Trata sobre critérios metrológicos das inspeções e livre acesso aos equipamentos da concessionária;

Art. 71 – Estabelece os critérios para faturamento nos casos de deficiência no medidor e demais equipamentos de medição;

Art. 72 – Dispõe sobre procedimentos irregulares (fraudes), cuja responsabilidade não seja atribuível à concessionária. Estabelece critérios de faturamento nos casos de comprovação de irregularidade;

Art. 73 – Define a cobrança de custo administrativo adicional de até 30% do valor líquido da fatura relativa à diferença entre o valor apurado e o efetivamente faturado, nos casos previstos no artigo 72;

Art. 74 – Determina os percentuais a serem cobrados como custo administrativo quando houver auto-religação, após a suspensão do fornecimento, nos casos referidos no artigo 72;

Art. 75 – Estabelece que o período de duração da irregularidade, nos casos de deficiência em equipamentos de medição decorrentes de aumento de carga à revelia da concessionária e/ou procedimento irregular, deverá ser determinado tecnicamente ou pela análise do histórico dos consumos de energia elétrica e/ou demandas de potência;

Art. 76 – Estabelece os procedimentos para os casos em que a concessionária tenha faturado valores incorretos ou não tenha efetuado nenhum faturamento por motivo de sua responsabilidade;

Art. 77 – Determina as tarifas que deverão ser aplicadas no cálculo das diferenças a cobrar e a devolver;

Art. 78 – Dispõe sobre as informações que deverão ser prestadas, por escrito, ao consumidor quando houver diferenças a cobrar ou a receber;

Art. 90 – Estabelece critérios para suspensão de fornecimento, inclusive para os procedimentos irregulares referidos no art. 72;

Art. 95 – Trata das responsabilidades da concessionária com relação à prestação do serviço adequado e descaracteriza descontinuidade na prestação do serviço (de que trata a Constituição Federal) a suspensão do fornecimento efetuada nos termos dos artigos 90 e 91;

Art. 104 – Responsabiliza o consumidor sobre danos causados a equipamentos ou ao sistema elétrico da concessionária, causados por procedimentos irregulares ou deficiência nas instalações elétricas internas;

Art. 105 – Responsabiliza o consumidor, a título de depositário, pela custódia dos equipamentos de medição instalados no interior da unidade consumidora;

Art. 115 – Estabelece que devam ser observados os procedimentos da concessionária para realização dos serviços de Iluminação pública, como operação e manutenção.

Com base na resolução 456/2000 e nos critérios regulatórios estabelecidos pela ANEEL, as concessionárias adotam iniciativas de combate às perdas não técnicas em diversos aspectos, os quais citamos os principais:

- a) inspeções regulares em busca de furto;
- b) substituição dos equipamentos obsoletos ou com vulnerabilidade de adulteração por medidores eletrônicos blindados;
- c) negociação de débitos e religação de unidades consumidoras auto-religadas direto da rede;
- d) corte do fornecimento de energia dos clientes fraudadores;
- e) externalização de medidores e medição remota da energia;
- f) blindagem das redes e das medições para evitar o furto;
- g) atualização do cadastro de Iluminação Pública;
- h) balanço energético para medição de perdas por transformador;
- i) desenvolvimento e aquisição de novas tecnologias no combate às perdas, como softwares e sistemas de medição inteligentes;
- j) melhoria na qualidade da leitura e do faturamento;

- k) cobranças judiciais e extrajudiciais;
- l) ações de Marketing visando conscientizar a população dos riscos das fraudes.

Conforme citado anteriormente, a principal causa do índice de perdas não técnicas são as irregularidades na medição (fraudes e furtos) de que trata o artigo 72 da resolução 456/2000. Dentre as principais irregularidades encontradas pelas concessionárias, citam-se:

- a) ponte no bloco de terminais do medidor;
- b) ligação invertida pelo cliente;
- c) medidor com circuito de potencial interrompido;
- d) desvio antes da medição;
- e) desvio embutido;
- f) medidor avariado;
- g) medidor violado;
- h) irregularidade na chave de aferição;
- i) circuito de TC/TP interrompido.

### **2.2.5 Perdas de Energia Elétrica – Legislação Penal**

O decreto-lei 2.848 de 1940 ou código penal, em seu artigo 155, trata o desvio de energia como crime de furto, com pena de prisão prevista de um a quatro anos. Para os casos de fraude no medidor, delito pode ser enquadrado como furto qualificado conforme parágrafo 4º do mesmo artigo, com pena variando de dois a oito anos e multa. Algumas jurisprudências qualificam a fraude de energia no medidor como estelionato, previsto no art. 171 do mesmo código, com pena variando entre um e cinco anos e multa.

O art. 265 especifica que atentar contra a segurança ou o funcionamento do serviço de luz, água, força ou calor, ou qualquer outro de utilidade pública, a pena varia de um a cinco anos de reclusão e multa. Esta aumentará em um terço até metade se o dano ocorrer em virtude da subtração de material essencial ao funcionamento dos serviços

Na prática, historicamente não é o que acontece. A quantidade de condenações é muito pequena se comparada à quantidade de inquéritos policiais abertos nas delegacias, além de que outros artigos da mesma lei e outras leis beneficiam o infrator no sentido de abrandar a pena ou suspender o processo. Há juízes que utilizam o princípio da insignificância contido no código penal para desqualificar o crime e absolver o infrator.

O art. 72 da resolução 456/2000 da ANEEL em seu inciso II, faculta às concessionárias de energia a solicitar perícia técnica dos órgãos de segurança pública ou dos órgãos metrológicos oficiais, quando se fizer necessária verificação do medidor. Isto significa que, juridicamente, para todos os casos de desvio de energia (furto), deverão ser abertos inquéritos policiais, pois a concessionária precisa produzir uma prova legal para sustentar o processo movido contra o cliente.

Porém, na prática, isto não funciona. Por motivos já citados, de todos os inquéritos abertos pelas concessionárias por motivos de fraude, apenas uma pequena parcela, menos de cinco por cento, leva à condenação do réu. Além disso, os órgãos de segurança pública e metrológicos, não possuem capacidade de atender à demanda das concessionárias. Haja vista o número alto de irregularidades encontradas somado à grande quantidade de ocorrências de outros crimes como homicídios, roubos e assaltos, atendidas pelas delegacias de Polícia.

Só para citar como exemplo, a COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – em 2009, detectou mais de 84.700 irregularidades do tipo fraude e furto de energia, o que torna inviável tanto para a concessionária quanto para o Estado a abertura de inquérito para todos os casos. A não abertura de inquérito para realização de perícia técnica de modo a comprovar legalmente o furto de energia elétrica gera outros problemas jurídicos.

Hoje em dia é muito comum que os clientes que cometeram furto ou fraude de energia acionem judicialmente as concessionárias, principalmente nos casos onde não há abertura de inquérito, solicitando indenizações por danos morais e materiais em virtude do processo administrativo de cobrança da irregularidade. Na grande maioria dos casos, os juízes reconhecem o ganho de causa para o cliente, por entender que há prova unilateral por parte da concessionária, além de em alguns

casos, na opinião do autor, não possuir conhecimento técnico adequado para avaliar os casos de irregularidades existentes.

### **2.2.6 Perdas de Energia Elétrica – Recuperação de faturamento mediante cobrança retroativa de consumo**

A definição de perdas de energia, segundo a ANEEL é a diferença entre a energia requerida e a energia fornecida pela distribuidora, expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano), composta pelas perdas de origem técnica e não técnica (ANEEL, 2006, p.02).

A ANEEL não é clara quanto ao critério de determinação das perdas globais das concessionárias de energia elétrica, com relação aos montantes de energia perdidos. Não está definido se as perdas devem ser calculadas pela energia faturada ou pela energia lida.

Isto porque, se uma concessionária calcula as perdas globais pela energia faturada, irá levar em consideração todo o faturamento dos clientes que tiveram consumo inferior ao mínimo estabelecido, que é de 30 kWh para os monofásicos, 50 kWh para os bifásicos e 100 kWh para os trifásicos. Isto faz com que as perdas globais apresentadas sejam abaixo do que seria considerada a perda real, se esta fosse calculada pela energia lida. De qualquer forma, a receita proveniente do faturamento não distingue energia lida de energia faturada. Como não há uma regra bem definida com relação a esse aspecto, várias empresas, entre elas a COELBA, utilizam a energia faturada como parâmetro para determinação das perdas.

Como a COELBA está dentro do escopo da presente dissertação, as perdas serão tratadas daqui por diante como sendo calculadas pela energia faturada.

Para reduzir os índices de perda não técnica, as concessionárias de energia elétrica adotam as ações já mencionadas em capítulos anteriores. Essas ações visam duas conseqüências no que diz respeito a incremento de faturamento de energia: a energia agregada e a energia recuperada.

A energia agregada diz respeito à energia que passa a ser faturada normalmente após a regularização de uma medição irregular, seja por fraude,

defeito na medição ou erros de procedimentos internos. Ao longo do ano contábil, essa energia é incorporada ao faturamento mensal da concessionária e equivale a uma parcela da energia contabilizada para recuperação das perdas não técnicas que irá influenciar no índice de perdas globais.

A outra parcela advém da energia faturada por meio de cobrança retroativa de consumo de energia em processos de irregularidade. Depois de detectada a irregularidade através de inspeções técnicas de medição, a concessionária notifica o consumidor, monta processo administrativo pelo qual é realizada cobrança do consumo não medido no período em que esteve irregular, conforme estabelece a Resolução 456/2000. Esse montante faturado influencia de forma determinante na redução das perdas não técnicas, conseqüentemente, no índice de perdas globais, uma vez que a concessionária está recuperando uma energia que já era considerada perdida.

Porém, essa cobrança é fruto de discussões administrativas e judiciais entre concessionária e clientes, pelo fato de que o consumo cobrado é calculado através de estimativa, visto na maioria das vezes como irreal por parte dos consumidores e da justiça. Quando uma cobrança, seja ela qual for, dá-se através de estimativa da quantidade ofertada, pode ferir alguns princípios legais.

### **2.2.7 Recuperação de faturamento – Aspectos Legais**

O código de Defesa do Consumidor (BRASIL, 1990) em seu artigo 6º estabelece os direitos básicos do consumidor, entre eles, a informação adequada e clara sobre os diferentes produtos e serviços, com especificação correta de quantidade, características, composição, qualidade e preço, bem como sobre os riscos que apresentem. O artigo 22 da mesma lei estabelece que os órgãos públicos ou empresas concessionárias de serviços públicos, são obrigados a fornecer serviços adequados, eficientes, seguros e, quantos aos essenciais, contínuos.

Conforme a legislação, serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas (BRASIL, 1995).



Quando um produto ou serviço, no caso a distribuição de energia elétrica, está sendo fornecido em uma quantidade que difere da quantidade real, o serviço deixa de satisfazer a condição de regularidade, deixando de ser adequado.

Esse problema ainda pode levar a um outro maior. A partir do momento em que é emitida uma fatura de cobrança de consumo proveniente de irregularidade, o consumidor fica sujeito a ter seu fornecimento de energia suspenso, conforme art. 90 da resolução 456/2000. Se o fornecimento é suspenso mediante uma fatura cobrada incorretamente, ou que seja passível de discussão, isso fere o princípio da continuidade de que trata as leis 8.987/95 e 8.078/90.

Apesar de todo o imbróglio judicial e legal que envolve essa discussão, a única maneira que as concessionárias possuem de cobrar o montante devido de consumo de energia fraudado é através dos critérios da resolução 456/2000.

Para que se minimizem os riscos de anulação judicial da cobrança, a precisão nos cálculos é de fundamental importância para a sustentação do processo.

### **2.2.8 Recuperação de faturamento – Aspectos Regulatórios**

A ANEEL (2000, p.33), conforme mencionado anteriormente, dispõe sobre os procedimentos irregulares estabelece os critérios de cobrança retroativa de consumo nos casos de processos de irregularidade, que são três, devendo-se respeitar a ordem de prioridade para cada um dos critérios:

Art. 72 – Constatada a ocorrência de qualquer procedimento irregular cuja responsabilidade não lhe seja atribuível e que tenha provocado faturamento inferior ao correto, ou no caso de não ter havido qualquer faturamento, a concessionária adotará as seguintes providências:

IV - proceder a revisão do faturamento com base nas diferenças entre os valores efetivamente faturados e os apurados por meio de um dos critérios descritos nas alíneas abaixo, sem prejuízo do disposto nos arts. 73, 74 e 90:

- a) aplicação do fator de correção determinado a partir da avaliação técnica do erro de medição causado pelo emprego dos procedimentos irregulares apurados;
- b) Na impossibilidade do emprego do critério anterior, identificação do maior valor de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas e reativas excedentes, ocorridos em até 12 (doze) ciclos completos de medição normal, imediatamente anterior ao início da irregularidade; e
- c) No caso de inviabilidade de utilização de ambos os critérios, determinação dos consumos de energia elétrica e/ou das demandas de potência ativas e reativas excedentes por meio de estimativa, com base na carga instalada no momento da constatação da irregularidade, aplicando

fatores de carga e de demanda obtidos a partir de outras unidades consumidoras com atividades similares.

O critério da alínea “a” é geralmente aplicado quando a irregularidade é realizada no equipamento de medição, o que possibilita o dimensionamento do percentual não medido de energia elétrica através de equipamento de aferição apropriado, rastreado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO).

Já a alínea “b” é aplicada quando há um afundamento na curva de consumo do cliente que caracterize o início do período irregular. Para que haja essa caracterização, devem ser analisados fatores como carga instalada e atividade desenvolvida na unidade.

É prudente observar que os critérios aplicados pelas alíneas “a” e “b” utilizam consumos de energia medidos pelo histórico de consumo como base para cálculo retroativo. Essa prerrogativa é mais fácil de ser aceita pelos clientes quando da negociação dos débitos, pois fica mais fácil de “visualizar” o cálculo. Muito embora, há questionamentos no que diz respeito de a ANEEL estabelecer, no caso da alínea “b”, o maior consumo verificado nos doze meses antes da constatação do início da irregularidade e não a média verificada no período, para os casos de consumidores sem característica sazonal.

O critério aplicado pela alínea “c” é o mais empírico dos três. Utiliza-se como parâmetro a carga instalada no momento da inspeção associada a fatores de carga e de demanda típicos de unidades consumidoras com atividades similares. A partir daí estima-se o consumo mensal da unidade consumidora.

O Artigo 72 dispõe ainda sobre os critérios de cobrança para consumidores com característica sazonal, devendo essa característica ser levada em consideração no cálculo.

Não há clareza com relação ao período máximo de cobrança de consumo retroativo na resolução 456/2000 para os casos onde não seja possível a identificação do início da irregularidade. O artigo 75 estabelece que o período deva ser determinado tecnicamente ou através do histórico de consumo. O termo

“tecnicamente” é vago. Já o artigo 76, que trata da devolução dos montantes faturados a maior pela concessionária, estabelece que o período faturado incorretamente seja limitado a cinco anos, com base no art. 27 do Código de Defesa do Consumidor. Nesse caso, as concessionárias se valem dessa prerrogativa para estabelecer o limite máximo de cobrança, também limitando em cinco anos. Em 2004, a ANEEL emitiu o ofício 502/2004, corroborando com o período limite de cinco anos, em analogia com o art. 76 a da resolução 456.

Entretanto, em 06 de Abril de 2.009, a ANEEL instituiu a Portaria 1.226/09, que limita o período a seis meses de cobrança para os casos em que não é possível identificar o início da irregularidade. Nesse vai-e-vem de determinações, o que está valendo hoje é o estabelecido na portaria 1.226/09 para os casos onde não seja possível a identificação do período irregular, ou a limitação de cinco anos para os demais casos.

### **2.2.9 Especificidades da alínea “c”**

É de se imaginar a complexidade envolvida para estimar o consumo de uma unidade consumidora de energia elétrica a partir de um único parâmetro, que é a carga instalada. Fatores como cultura regional, economia, nível de renda, clima, consciência populacional (educação), entre outros, influenciam diretamente no perfil de consumo e variam entre regiões de um país e também entre municípios de uma mesma região. Esses fatores não são levados em consideração no cálculo por uma questão operacionalização, pois se levariam anos e muito dinheiro em pesquisa e desenvolvimento para que se mensurassem os indicadores. Talvez a relação custo/benefício não compensasse tal investimento.

Na metodologia atual de estimativa de consumo das unidades consumidoras com fraude, são utilizadas tabelas de fatores de carga e demanda típicos de acordo com a classe ou atividade exercida.

Por definição, fator de carga é a razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado e fator de demanda é a razão entre a demanda máxima e a carga

instalada na unidade consumidora em um intervalo de tempo especificado (ANEEL, p.03).

$$fc = \frac{dem_{med}}{dem_{máx}} \quad (1)$$

$$fd = \frac{dem_{máx}}{P_{inst}} \quad (2)$$

Onde:

*FC = Fator de Carga*

*FD = Fator de Demanda*

*dem<sub>med</sub> = Relação entre o consumo e um intervalo de tempo, expressa em kWh/h.*

*dem<sub>máx</sub> = Máxima demanda verificada em um intervalo de tempo, expressa em kW.*

*P<sub>inst</sub> = Potencia instalada total, expressa em kW.*

A COELBA utiliza tabelas de fatores de carga e de demanda elaboradas pelos extintos Comitê de Distribuição de Energia Elétrica (CODI) e Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste (CCON), cujos valores foram calculados com base em medições e estimativas feitas há mais de quinze anos para outros estados do país, que apresentam realidade sócio-cultural bastante diversa da existente no Estado da Bahia.

Para cada classe de consumo e algumas atividades foi estabelecido um fator de carga e um fator de demanda específico, conforme mostra a Tabela 3 e Tabela 4 para os casos de atividades não constantes na, são utilizados os fatores “genéricos” da Tabela 3.

Tabela 3 – Fatores de Carga e de Demanda Típicos utilizados na COELBA para cada classe de Consumo

<b>CLASSE</b>	<b>FD TÍPICO</b>	<b>FC TÍPICO</b>
Residencial	0,20	0,30
Comercial, Serviços e Outras Atividades	0,42	0,30
Industrial	0,32	0,23
Rural	0,28	0,21
Poder Público	0,51	0,39

Fonte: COELBA (1999)

Tabela 4 – Fatores de Carga e de Demanda Típicos de atividades comerciais e industriais utilizados na COELBA

<b>CLASSE</b>	<b>FD TÍPICO</b>	<b>FC TÍPICO</b>
Laticínios	0,38	0,18
Fábrica de Roupa	0,29	0,16
Beneficiamento de Cereais	0,35	0,17
Carpintaria	0,28	0,11
Serraria	0,34	0,26
Fábrica de Plásticos	0,42	0,24
Fábrica de Bebidas	0,30	0,21
Fábrica de Calçados	0,32	0,30
Supermercado	0,55	0,54
Restaurante	0,39	0,19
Lanchonete	0,63	0,34
Posto de Gasolina	0,51	0,49
Oficina Mecânica	0,28	0,27
Panificadora	0,54	0,32
Bar	0,60	0,44
Sorveteria	0,53	0,18
Hotel	0,27	0,28

Fonte: COELBA (1999).

É fácil de perceber o tamanho do problema. Se para unidades consumidoras de uma mesma atividade já é difícil precisar a estimativa de consumo através de fatores de carga e de demanda únicos, é de se imaginar a imprecisão quando se utiliza fatores de carga e de demanda “genéricos” por classe como apresenta a Tabela 3.

Cite-se como exemplo duas unidades com atividades comerciais diferentes, uma lanchonete e uma loja de suprimentos de informática. Se suas cargas forem iguais ou próximas, com certeza o consumo estimado será na mesma proporção, uma vez que serão utilizados os mesmos fatores de carga e de demanda, no caso, os fatores para a classe comercial, da Tabela 3. Não se sabe o quanto isto é impreciso, mas se estima que essa imprecisão possa ter uma escala pequena para algumas atividades e enorme para outras.

Supõe-se que os dados de fatores de carga e de demanda disponíveis atualmente para estimativa de consumo carecem de uma atualização, até porque as características culturais, econômicas e sociais que influenciam no perfil de consumo mudam de acordo com o tempo, o que leva a crer que os dados utilizados hoje estão totalmente desatualizados.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Ao longo do desenvolvimento da pesquisa, buscou-se levantar os trabalhos correlatos existentes para a estimativa de consumo através de determinação de fatores de carga e de demanda. Foram encontrados alguns trabalhos com o mesmo tema, porém utilizando metodologias um pouco diferenciadas em termos de levantamento dos dados e cálculo dos fatores. Apresenta-se aqui, três destes trabalhos.

#### 3.1 TRABALHOS CORRELATOS

A pesquisa realizada por Bastos, Dantas e Silveira (2004), desenvolveu uma metodologia para determinação de fatores de carga e de demanda típicos para consumidores residenciais da COELBA, através de pesquisa direta de campo, a partir da potência instalada e consumo dos clientes e das informações sobre hábito de consumo.

Com bases nas informações levantadas foram compostas as curvas de carga médias daquelas unidades consumidoras. Da análise dos dados, foram efetuadas correlações entre consumo e carga instalada, obtendo-se agrupamentos, os quais foram realizados em faixas de consumo e carga instalada, de forma a estratificar e analisar unidades mais semelhantes. Como resultados, foram apresentados fatores de carga e de demanda típicos por faixa de consumo e carga instalada, além de equações lineares para estimativa do valor do consumo, sendo esta válida apenas para unidades com carga instalada entre 0,7 e 20kW.

O principal viés do trabalho foi a base das informações sobre hábito de uso dos eletrodomésticos. Esta informação foi prestada pelos moradores e contiveram dados incoerentes. Observaram-se alguns casos onde o consumo estimado ficou muito superior ao mensal histórico fornecido pela COELBA. A metodologia de entrevista foi adotada em função de haver também o objetivo de analisar o comportamento do consumidor antes e após o racionamento, além de aperfeiçoar o tempo da pesquisa, dado o quantitativo de unidades amostradas em relação ao prazo de execução do trabalho.

Outro ponto considerado na pesquisa foi a prática do faturamento pelo valor mínimo, que distorce o histórico do consumidor e, conseqüentemente, a média do consumo mensal calculado. Este fato mais facilmente observado na faixa consumo inferior a 50kWh.

Outro trabalho considerado foi o de Gemignani e outros (2007), que desenvolveu um sistema informatizado para determinação de fatores de carga e demanda típicos de consumidores da ELETROPAULO. A metodologia desenvolvida consistiu na estruturação de um banco de dados que agrupa parâmetros como base cadastral do consumidor (histórico de consumo classe e atividade), base de clientes inspecionados com irregularidade (classe e atividade encontrada e carga levantada) e curvas de carga das medições obtidas através das campanhas de medidas. Os autores apresentam três diferentes métodos de obtenção dos fatores de carga e de demanda através do sistema: equação na forma de potência (obtida por regressão), tabela com intervalo fixo e tabela com frequência fixa, sempre em função da potência instalada. Da análise comparativa dos métodos definidos concluíram que a utilização da equação é mais adequada em grandes conjuntos de dados ou em clientes com características de consumo bastante parecidas, para os quais a precisão do resultado aumenta significativamente.

Uma conclusão interessante é que o sistema concebido permite também a atualização periódica do banco de dados através de realimentação dos parâmetros, uma vez que existe a mudança de hábitos de consumo ao longo do tempo, além da evolução tecnológica dos equipamentos elétricos.

Segundo os autores, os valores apresentados refletem bem o comportamento da amostra estudada e podem ser melhorados com a adição de novas campanhas de medição ou simplesmente com a atualização esporádica dos dados.

Um terceiro trabalho avaliado foi o de Gemignani e outros (2009), cujo objeto foi o desenvolvimento de metodologia para a estimativa de consumo de clientes fraudadores, analisando o comportamento dos consumidores e medições, e a definição dos fatores de carga e de demanda característicos.

A metodologia testou vários métodos estatísticos, entre eles regressões com funções matemáticas e estratificações por faixas de consumo. De acordo com os autores, a regressão com função potência foi a metodologia que forneceu resultados mais significativos. Segundo eles, a comparação entre a metodologia utilizada na empresa antes do pesquisa e a proposta, revelou a aderência da metodologia à realidade.

### 3.2 EQUIPAMENTOS TÍPICOS

Foram acessadas diversas páginas de fabricantes e instituições do setor de energia para levantamento da potência de equipamentos mais utilizados nas atividades selecionadas.

Esse levantamento visa à obtenção de informações que podem ser necessárias caso existam equipamentos sem placa de dados, ou não se possa ler o valor da potência do mesmo.

Portanto, foram acessadas as páginas relacionadas a equipamentos eletro-eletrônicos conforme lista a seguir:

<http://www.ormimaquinas.com.br/>

<http://www.quebarato.com.br/>

<http://www.balcao.com/>

<http://www.izideal.pt/>

<http://www2.quero-quero.com.br/>

<http://www.balancasbordon.com.br/>

<http://www.shoptime.com.br/>

<http://www.siemsen.com.br/>

<http://www.submarino.com.br/>

<http://www.equipamais.com.br/>

<http://www.servesom.com.br/>

<http://www.starmix.com.br/>

<http://www.pernambucanas.com.br/>

<http://www.winton.com.br/>

<http://www.nardinieletrica.com.br/>

<http://www.bondfaro.com.br/>

<http://www.rumo.com.br/>

<http://www.comercialfrigel.com.br/>

<http://www.efacil.com.br/>

<http://www.americanas.com.br/>

<http://www.magazineluiza.com.br/>

<http://www.havan.com.br/>

<http://www.centralar.com.br/>



### 3.3 AMOSTRAGEM

Em pesquisas científicas em geral, experimentos e levantamentos de dados são feitos com amostras, tendo em vista que a população é muito grande ou que não se conhece a população como um todo. Para que os resultados obtidos através da pesquisa amostral se estendam para toda a população, o pesquisador deverá realizar inferência estatística. A inferência estatística pode ser conceituada como o conjunto de procedimentos estatísticos que tem por finalidade generalizar conclusões de uma amostra para uma população (PIANA; MACHADO; SELAU, 2009, p.119).

Para que o resultado prático seja eficiente, é preciso garantir que a amostra seja representativa da população, no que diz respeito às variáveis que se deseja pesquisar.

A amostra é um subconjunto retirado da população com o objetivo de representá-la. Essa representatividade da amostra, que é uma propriedade altamente desejada em estatística, ocorre quando ela apresenta as mesmas características gerais da população da qual foi extraída (PIANA; MACHADO; SELAU, 2009, p.5).

Existem dois tipos de amostragem: probabilística, causal ou aleatória e não-probabilística, não-causal e não-aleatória. A amostragem será probabilística se todos os elementos da população tiverem probabilidade conhecida, e diferente de zero, de pertencer à amostra. Caso contrário, a amostragem será não probabilística (VIEIRA, 2008).

Segundo essa definição, a amostragem probabilística implica em um sorteio com regras bem determinadas, cuja realização só será possível se a população for finita e totalmente acessível.

A amostra probabilística pode ser dos seguintes tipos:

- a) amostragem aleatória – é a amostragem em que se pressupõe que todo o elemento da população tem a mesma probabilidade de ser incluído na amostra extraída;

- b) amostragem sistemática – quando os elementos da população se apresentam ordenados e a retirada dos elementos da amostra é feita periodicamente, tem-se uma amostragem sistemática;
- c) amostragem estratificada – muitas vezes a população se divide, em sub-populações ou estratos, sendo razoável supor que, de estrato para estrato, a variável de interesse apresente um comportamento substancialmente diverso, tendo, entretanto, comportamento razoavelmente homogêneo dentro de cada estrato;
- d) amostragem por conglomerado (cluster) – a amostragem por conglomerado é indicada em situações em que é bastante difícil a identificação de seus elementos;
- e) amostragem por etapas – pouco utilizada em pesquisa de mercado porque a adoção desta modalidade pressupõe uma homogeneidade das unidades, o que nem sempre ocorre na realidade.

A amostra probabilística pode ser dos seguintes tipos:

- a) amostragem por acessibilidade – constitui o menos rigoroso de todos os tipos de amostragem, por isto mesmo é destituída de qualquer rigor estatístico;
- b) amostragem por tipicidade – constitui-se em selecionar um subgrupo da população que com base nas informações disponíveis possa ser representativo de toda a população;
- c) amostragem por cotas – amplamente utilizada em pesquisa social e de mercado, este procedimento é usualmente aplicado em levantamentos de mercado e em prévias eleitorais.

Um aspecto importante é o processo de validação do método a partir de amostragem. O ideal, de acordo com Hair (2005, p.169), é que a validação seja feita em nova amostra retirada da população original. Entretanto, considerando que a extração de outra amostra pode ser inviável, por conta de custos, prazos ou mesmo disponibilidade no universo, pode-se dividir a amostra em duas partes: uma subamostra de estimação (teste) para criar o modelo de regressão e uma subamostra de reserva (validação) que será usada para validar o modelo desenvolvido.

No presente trabalho, utiliza-se a aplicação de estatística para realização da amostragem das unidades a serem inspecionadas na pesquisa de campo. Será utilizado o método probabilístico aleatório simplificado sem reposição de amostra. Este método é o mais utilizado processo de amostragem. É prático e eficaz e confere precisão ao processo de amostragem.

## **4 METODOLOGIA**

A descrição da metodologia compreende a apresentação de todos os procedimentos executados, como estratificação do Universo, definição da amostra e realização da pesquisa de campo, para se alcançar o objetivo da pesquisa que é a determinação dos fatores de carga e de demanda típicos de algumas atividades comerciais e industriais em baixa tensão. Após a conclusão do levantamento de campo e determinação dos fatores de carga e de demanda escalonados por faixa de carga e consumo houve a necessidade de adequação da metodologia para um escalonamento apenas por faixa de carga, em virtude da aplicabilidade da metodologia, que ficaria comprometida caso não houvesse a mudança.

### **4.1 DEFINIÇÃO DE ATIVIDADES E FAIXAS DE CONSUMO**

As atividades explicitadas inicialmente foram: Bares e semelhantes, Hotéis, Açougues/frigoríficos e Padarias. A escolha se deu em virtude da alta incidência de irregularidades registradas pela COELBA em inspeções realizadas nessas atividades. Somente na Unidade Territorial de Feira de Santana (que compreende Feira e municípios circunvizinhos) foram registradas mais de quatrocentas irregularidades entre os anos de 2006 e 2008. Aqui serão descritas as análises desenvolvidas para definir as atividades por Classificação Nacional de Atividades Econômicas e definir as faixas de consumo.

#### **4.1.1 Adequação do universo**

O universo escolhido foi o município de Feira de Santana, por ser considerado de porte intermediário, facilitando a possibilidade de extrapolação para outras regiões do Estado e também para viabilizar a atualização cadastral dentro do período definido para o levantamento de campo, uma vez que o cadastro da COELBA mostrou-se bastante desatualizado.

#### **4.1.2 Definição das atividades por CNAE e faixa de consumo**

O primeiro passo foi solicitar à COELBA a quantificação de unidades consumidoras por faixa de consumo dos consumidores cadastrados nas quatro atividades definidas para a Unidade Territorial de Feira de Santana. Foi sugerido

inicialmente que o universo fosse dividido em três faixas de consumo (considerando a média dos últimos 12 meses): 0 - 500, 500 - 5.000 e acima de 5.000 kWh.

Assim, foram disponibilizadas pela COELBA as seguintes informações pelo Cadastro Nacional de Atividades Econômicas (CNAE):

Tabela 5 – Quantitativo de unidades consumidoras por faixa de consumo e atividade para a Zona 110

CNAE	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE DE CONTRATOS				TOTAL
		FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)				
		0 - 500	500 - 5.000	> 5.000		
CA52	PADARIA, FRIGORÍFICO, AÇOUGUE, BARES	2689	390	11	3090	
CF55	HÓTEIS, RESTAURANTES, BAR, POUSADAS, ETC.	5778	670	35	6483	
DA15	PADARIA, FRIGORÍFICO, AÇOUGUE	235	157	25	417	
DG15	PANIFICADORA, DELICATESSEN	187	92	23	302	
<b>TOTAL</b>		<b>8889</b>	<b>1309</b>	<b>94</b>	<b>10292</b>	

Fonte: COELBA (2007)

Em seguida, foram avaliadas as atividades com maior quantitativo de consumidores, cujo impacto na utilização da metodologia, que é o foco da pesquisa, terá maior significância. Além disso, procurou-se restringir a escolha a atividades correlatas àquelas definidas no escopo da pesquisa. Desta forma, a análise concentrou-se nas atividades: Padarias, Açougues, Comércio de Bebidas, Hotéis e semelhantes, Bares e semelhantes e Lanchonetes, na classe comercial, e Padarias e Frigoríficos, na classe industrial.

Os dados foram então estratificados por tipo de atividade de acordo com o que está previsto na pesquisa e por classe (industrial e comercial). Os resultados podem ser vistos na Tabela 6 e Tabela 7:

Tabela 6 – Quantitativo de unidades consumidoras por faixa de consumo e atividade, na classe comercial (Faixas 0 - 500, 500 - 5.000 e > 5.000)

CNAE	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE DE CONTRATOS				TOTAL
		FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)				
		0 - 500	500 - 5.000	> 5.000		
CA5221301	PADARIAS	264	81	1	346	
CA5223000	AÇOUGUES	288	38	2	328	
CA5224800	BEBIDAS	1531	110	3	1644	
(*1)	HOTÉIS E SEMELHANTES	286	143	20	449	
(*2)	BARES E RESTAURANTES	373	120	11	504	
CF5522001	LANCHONETES	1715	142	1	1858	
<b>TOTAL</b>		<b>4457</b>	<b>634</b>	<b>38</b>	<b>5129</b>	

Fonte: COELBA (2007).

Nota: (\*1) Compreende os seguintes CNAEs: CF5511501-HOTEL C/ REST., CF5511502-APART HOTEL C/ REST., CF5511503-MOTEL, CF5512301-HOTEL, CF5512302-APART HOTEL, CF5512303-HOTEL S/ SERV, CF5519003-PENSAO C ALIM. e CF5519004-PENSAO S/ ALIM.

(\*2) Compreende os seguintes CNAEs: CF5521201-REST. CHURR. PIZZARIA, CF5521202-CHOPARIA, WHISKERIA, ETC e CF5522-RESTAURANTE

Tabela 7 – Quantitativo de unidades consumidoras por faixa de consumo e atividade, na classe industrial (Faixas 0 - 500, 500 - 5.000 e > 5.000)

CNAE	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE DE CONTRATOS				TOTAL
		FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)				
		0 - 500	500 - 5.000	> 5.000		
(*3)	PADARIAS	195	146	12	353	
DG1581	PADARIA	0	1	0	1	
DG1582200	BISCOITO, BOLACHAS	3	2	0	5	
(*4)	FRIGORÍFICOS	40	11	13	64	
<b>TOTAL</b>		<b>238</b>	<b>160</b>	<b>25</b>	<b>423</b>	

Fonte: COELBA (2007).

Nota: (\*3) Compreende os seguintes CNAEs: DA1581400-PADARIA e DG1581400-PADARIA.

(\*4) Compreende os seguintes CNAEs: DA1511301, DA1511302, DA1511303, DA1511304 e DA1511305, todas FRIGORÍFICOS.

Numa primeira análise percebeu-se que existia uma quantidade muito pequena de unidades consumidoras com consumo médio superior a 5.000 kWh. Por conta disso, as faixas foram redefinidas (0/500, 501/2.000 e acima de 2.000 kWh) e foi solicitado que a COELBA informasse o novo quantitativo.

A análise dos resultados da nova estratificação solicitada indicou uma quantidade pouco significativa de consumidores com consumo médio mensal superior a 2.000 kWh. Assim foi sugerida outra estratificação nas faixas: 0/300, 301/1.000 e acima de 1.000 kWh. Os resultados podem ser vistos na Tabela 8 e Tabela 9:

Tabela 8 – Quantitativo de unidades consumidoras por faixa de consumo e atividade, na classe comercial (Faixas 0 - 300, 300 - 1.000 e > 1.000)

CNAE	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE DE CONTRATOS			
		FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)			
		0 - 300	300 - 1.000	> 1.000	TOTAL
CA5221301	PADARIAS	193	134	19	346
CA5223000	AÇOUGUES	238	67	23	328
CA5224800	BEBIDAS	1416	188	40	1644
(*1)	HOTÉIS E SEMELHANTES	241	104	104	449
(*2)	BARES E RESTAURANTES	312	122	70	504
CF5522001	LANCHONETES	1505	289	64	1858
<b>TOTAL</b>		<b>3905</b>	<b>904</b>	<b>320</b>	<b>5129</b>

Fonte: COELBA (2007).

Nota: (\*1) Compreende os seguintes CNAEs: CF5511501-HOTEL C/ REST., CF5511502-APART HOTEL C/ REST., CF5511503-MOTEL, CF5512301-HOTEL, CF5512302-APART HOTEL, CF5512303-MOTEL S/ SERV, CF5519003-PENSAO C ALIM. e CF5519004-PENSAO S/ ALIM.

(\*2) Compreende os seguintes CNAEs: CF5521201-REST. CHURR. PIZZARIA, CF5521202-CHOPERIA, WHISKERIA, ETC e CF5522-RESTAURANTE.

Tabela 9 – Quantitativo de unidades consumidoras por faixa de consumo e atividade, na classe industrial (Faixas 0 - 300, 300 - 1.000 e > 1.000)

CNAE	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE DE CONTRATOS			
		FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)			
		0 - 300	300 - 1.000	> 1.000	TOTAL
(*3)	PADARIAS	132	135	86	353
DG1581	PANIFICADORA	0	1	0	1
DG1582200	BISCOITO, BOLACHAS	1	2	2	5
(*4)	FRIGORÍFICOS	34	13	17	64
<b>TOTAL</b>		<b>167</b>	<b>151</b>	<b>105</b>	<b>423</b>

Fonte: COELBA (2007).

Nota: (\*3) Compreende os seguintes CNAEs: DA1581400-PADARIA e DG1581400-PADARIA.

(\*4) Compreende os seguintes CNAEs: DA1511301, DA1511302, DA1511303, DA1511304 e DA1511305, todas FRIGORÍFICOS.

Com essas informações foram feitas as seguintes definições:

- nas atividades de “HOTÉIS E SEMELHANTES” e “BARES E RESTAURANTES” foram selecionados os CNAE’s que possuem maior representatividade de unidades consumidoras, ou seja, CF 5519003 PENSAO C ALIM, CF5511501 HOTEL C/ REST e CF5521201 REST. CHURR PIZZARIA.
- nas atividades de “PADARIAS” e “FRIGORÍFICOS”, da classe industrial, foram selecionados os CNAE’s DA1581400 PADARIAS, DG1581400 PADARIAS e DA1511301 FRIGORÍFICOS, pelo mesmo critério.

A partir daí, optou-se por analisar a incidência de problemas de medição (especificamente fraude, por se dispor de maior acessibilidade aos dados) para definir as atividades de maior interesse. Os resultados podem ser vistos na Tabela 10:

Tabela 10 – Quantitativo de unidades consumidoras com fraude entre os anos de 2006 e 2008

CNAE	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE DE CONTRATOS COM IRREGULARIDADE		
		2006	2007	2008
CF5522001	LANCHONETE	59	77	17
CA5224800	BEBIDAS	61	99	35
CA5223000	AÇOUGUES	10	11	03
CF5521201	REST. CHURR. PIZZARIA	29	34	11
DA1511301	FRIGORÍFICO	17	19	6
CA5221301	PADARIAS	04	03	0
CF5519003	PENSAO C ALIM.	8	13	1
CF5511501	HOTEL C/ REST	11	6	3

Fonte: COELBA (2007).

Outros critérios para definição das atividades por CNAE foram:

- a) considerando-se que existe uma grande dispersão de serviços incluídos na classificação da atividade “REST. CHURR. PIZZARIA”, esta atividade será suprimida do objeto da pesquisa;
- b) as atividades de “CF5519003 PENSAO C ALIM.”, “CF5511501 HOTEL C/ REST” e “DA1511301 FRIGORÍFICO” foram suprimidas por terem pouca representatividade de consumidores.

Uma vez iniciados os trabalhos de campo, observou-se que o cadastro da concessionária para as atividades selecionadas continha muitos erros. Os erros se devem principalmente a uma base cadastral desatualizada. Com isso, optou-se por proceder a um recadastramento dentro das atividades já escolhidas para quantificar o universo real. Assim, optou-se por proceder alguns ajustes na metodologia visando viabilizar a pesquisa:

- a) reduzir o universo da pesquisa para o município de Feira de Santana;
- b) reorganizar as faixas de consumo para: 0/200, 201/500 e acima de 500 kWh.

O recadastramento em campo das atividades escolhidas para a realização da pesquisa durou cerca de dois meses, com o quantitativo de 04 funcionários da



COELBA distribuídos por setores dentro do município, e seguindo as premissas estabelecidas:

- a) imóvel possuir a atividade dentre as estabelecidas para a pesquisa;
- b) estar habitado.

Concluído o levantamento, a distribuição das unidades consumidoras nas faixas de consumo ficou da forma apresentada na Tabela 11.

Tabela 11

Tabela 11 – Quantitativo de unidades consumidoras Comerciais por faixa de consumo e atividade para Feira de Santana após o recadastramento

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE DE CONTRATOS				TOTAL
	FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)				
	0 - 200	200 - 500	> 500		
AÇOUGUES	11	14	34	59	
PADARIAS	09	39	64	112	
BEBIDAS	378	232	84	694	
LANCHONETES	122	45	31	198	
<b>TOTAL</b>	<b>520</b>	<b>330</b>	<b>213</b>	<b>1063</b>	

Fonte: COELBA (2007).

Por conta da pequena representatividade apresentada pela atividade Açougue após o recadastramento, essa atividade foi suprimida do escopo da pesquisa.

#### 4.1.3 Plano Amostral

A metodologia para definição do plano amostral baseou-se na Teoria da Estimção em bibliografia da área de estatística. Foi utilizada a distribuição normal de probabilidades para realização da pesquisa de campo.

A distribuição Normal é a mais importante distribuição de probabilidade para descrever variáveis aleatórias contínuas. Isto se justifica pelo grande número de aplicações que a utilizam. Além disso, pela sua capacidade de aproximar outras distribuições e também pela grande aplicação na inferência estatística.

Algumas características da distribuição normal são:

- a) a curva normal tem forma de sino, é simétrica em relação à média, como representada na Figura 3;
- b) a média, a mediana e moda são valores coincidentes;
- c) a variável aleatória  $X$  associada a sua distribuição varia de  $-\infty < x < \infty$ ;
- d) a função  $f(x)$  tem ponto máximo em  $x = \mu$ .

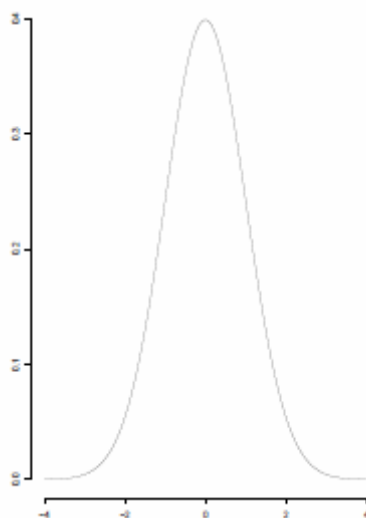


Figura 3 – Densidade Normal  
Fonte: Winter (2009).

A amostragem está baseada em método probabilístico aleatório simples sem reposição de amostra, estratificada por faixa de consumo, com nível de confiança de 95% (noventa e cinco por cento), que leva a uma parcela do nível de confiança ( $Z_c$ ) de 1,96 (um vírgula noventa e seis). Para definição do tamanho da amostra foi utilizada a Equação (3), estimando-se desvio padrão ( $\sigma_X$ ) igual a 30% (trinta por cento) e erro máximo ( $\epsilon$ ) de 5% (cinco por cento) para cada faixa. O nível de confiança estabelecido conduz a estimativa de amostra bem próxima da realidade. O valor estimado para o desvio padrão leva em consideração estudo similar anterior realizado na pesquisa de Bastos, Dantas e Silveira (2004), conforme sugere Matuda e Winter (2009, p.66). O valor foi considerado aceitável em virtude dos vários fatores que interferem no consumo de uma unidade consumidora além da carga instalada, conforme já citado. A equação a seguir foi utilizada para cálculo do tamanho da amostra:

$$\epsilon = Z_c \frac{\sigma_{\bar{X}}}{\sqrt{n}} \quad (3)$$

Onde:

$\epsilon =$  Erro Percentual

$Z_c =$  Nível de Confiança

$\sigma_{\bar{X}} =$  Desvio Padrão

$n =$  Tamanho da amostra

A partir da metodologia descrita no parágrafo anterior foi calculada uma amostra de 139 (cento e trinta e nove) unidades consumidoras.

Utilizando-se a Equação (3) e considerando-se que a população é finita e conhecida o tamanho da amostra para qualquer um dos estratos pode ser corrigido pela equação abaixo:

$$n = \frac{n_0}{1 + \frac{n_0}{N}} \quad (4)$$

Onde:

$n =$  Tamanho da amostra

$n_0 =$  Tamanho da amostra corrigido

$N =$  População

Entretanto, como os erros encontrados quanto ao cadastro da atividade foram muito significativos, comprometendo o plano amostral, optou-se por atualizar o cadastro da concessionária para as atividades selecionadas somente em Feira de Santana, de forma a levantar e recadastrar todo o universo a ser pesquisado. Acredita-se que o município de Feira de Santana seja representativo para a realização da pesquisa e expansão dos resultados para o Estado da Bahia, uma vez que esta cidade possui características de capital e interior ao mesmo tempo, devido sua grande população (maior que 600.000 habitantes), atividade comercial intensa, não deixando de ser regionalmente e culturalmente uma cidade do interior.

Considerando-se o recadastramento feito, o universo passou a ser o descrito na

Tabela 11 e, aplicando-se a metodologia descrita ao novo universo, têm-se os valores de tamanho de amostra apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Adequação do tamanho da amostra por faixa de consumo e atividade, na classe comercial, considerando o problema cadastral (estimativa)

DESCRIÇÃO	TAMANHO DA AMOSTRA				TOTAL
	FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)				
	0 - 200	200 - 500	> 500		
PADARIAS	09	31	44		84
BEBIDAS	102	87	53		242
LANCHONETES	65	34	26		125
<b>TOTAL</b>	<b>176</b>	<b>152</b>	<b>123</b>		<b>451</b>

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para garantir que o mínimo da amostra seja realizado, em virtude de possíveis problemas com a execução da pesquisa de campo, deve-se proceder ao sorteio de uma quantidade de unidades que supere o mínimo amostral estabelecido em 10% (dez por cento). Os principais problemas encontrados em campo que poderiam impossibilitar a realização da pesquisa eram:

- a) Deficiência técnica no padrão que impossibilite a instalação de medição em série;
- b) Imóvel desabitado ou cortado;
- c) Mudança de atividade;
- d) Detecção de irregularidade ou defeito na medição;
- e) Dupla atividade, com predominância da atividade que não pertença à pesquisa.

A Tabela 13 apresenta os resultados encontrados para amostragem com folga, conforme justificado:

Tabela 13 – Tamanho da amostra com folga por faixa de consumo e atividade, na classe comercial

DESCRIÇÃO	TAMANHO DA AMOSTRA				TOTAL
	FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)				
	0 - 200	200 - 500	> 500		
PADARIAS	09	35	49		93
BEBIDAS (Bar)	113	96	59		268
LANCHONETES	72	38	36		146

DESCRIÇÃO	TAMANHO DA AMOSTRA					TOTAL
	FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)					
	0 - 200	200 - 500	> 500			
<b>TOTAL</b>	<b>194</b>	<b>169</b>	<b>144</b>			<b>507</b>

Nota: Resultado da Pesquisa.

O sorteio foi feito de forma aleatória dentro de cada classe e faixa de consumo, utilizando-se o Software Microsoft® Excel, através da fórmula “ALEATÓRIO()”.

## 4.2 LEVANTAMENTO DE CAMPO

### 4.2.1 Recursos (equipe e equipamentos)

Foram disponibilizadas 03 equipes de inspeção pela COELBA. Cada equipe de inspeção dispunha, além do material necessário à realização das inspeções:

- a) 10 equipamentos de medição da Landis+GYR, modelo SAGA 1000 (120A) instalados em caixas de policarbonato;
- b) 01 leitora coletora de dados;
- c) 01 conjunto de tomadas para medição de corrente individual por equipamento.

Além disso, foram disponibilizados mais 06 equipamentos reserva para evitar atrasos no procedimento de instalação e retirada de equipamentos.

Preveu-se que cada inspetor realizaria 02 inspeções com instalação de medição por dia, ou seja, cerca de 120 medições mensais. Para tanto, deveria receber semanalmente o quantitativo mínimo de 04 Notas de Serviço por dia, de forma a suprir eventuais não-instalações.

### 4.2.2 Procedimentos

Antes de iniciar as ações de levantamento de campo, foi definido um procedimento para a realização das inspeções, de forma que fosse validado o maior número possível de consumidores pesquisados. Dentre os principais requisitos para a realização da pesquisa, destacam-se os seguintes:

- a) os equipamentos de medição não poderiam ser retirados de uma unidade consumidora antes de completar um ciclo de 07 dias completos, de forma a obter uma curva de carga bem precisa;
- b) as unidades inspecionadas deveriam estar habitadas; e exercerem atividade comercial conforme determinado para a realização da pesquisa (Bar, Lanchonete ou padaria);
- c) a carga deveria ser levantada (nunca declarada pelo cliente), sempre informando itens como potência de placa, marca e modelo do equipamento ou, na impossibilidade de determinar os dados anteriores, medir a corrente nominal do equipamento através do conjunto de tomadas;
- d) no caso de unidades exercendo dupla atividade, que fossem identificados na carga levantada os itens relacionados com cada atividade. A unidade seria considerada válida para a pesquisa se a carga predominante (superior a 50%) fosse da atividade pesquisada;
- e) não seriam consideradas válidas as unidades com irregularidade ou defeito detectados no ato da inspeção, ou ainda aquelas com atividade encontrada diferente da atividade pesquisada, mesmo que esta pertencesse ao escopo da pesquisa.

### 4.2.3 Resultados

Dada a grande quantidade de informações levantadas, apresenta-se apenas um resumo dos dados levantados. O resumo dos quantitativos levantados em campo pode ser visto na Tabela 14:

Tabela 14 - Resumo dos quantitativos de unidades consumidoras levantadas em campo

Atividade	Faixa	Universo	Amostra	Não Válido	Válido
<b>Bar</b>	0 - 200	378	102	70	107
	200 - 500	232	87	17	87
	> 500	84	53	18	54
<b>Subtotal</b>		<b>694</b>	<b>242</b>	<b>105</b>	<b>248</b>
<b>Lanchonete</b>	0 - 200	122	65	38	66
	200 - 500	45	34	02	43
	> 500	31	26	01	30
<b>Subtotal</b>		<b>198</b>	<b>125</b>	<b>41</b>	<b>139</b>
<b>Padaria</b>	0 - 200	09	09	00	09
	200 - 500	39	31	06	33
	> 500	64	44	10	44
<b>Subtotal</b>		<b>112</b>	<b>84</b>	<b>16</b>	<b>86</b>
<b>Total geral</b>		<b>1004</b>	<b>451</b>	<b>162</b>	<b>473</b>

Nota: Resultado da Pesquisa.

Da tabela acima, observa-se que cerca de 26% das unidades visitadas apresentaram algum tipo de problema (irregularidade/defeito, problemas técnicos no padrão, imóvel desabitado ou cadastro desatualizado) que impossibilitou a sua validação para a pesquisa de campo. No caso da atividade Bar, esse percentual chegou a quase 30%.

### 4.3 ANÁLISE DOS DADOS

Neste item serão descritos todos os procedimentos executados para desenvolvimento da metodologia de determinação dos fatores após a coleta dos dados de campo.

#### 4.3.1 Análise qualitativa

A primeira análise feita nos dados foi com relação à consistência dos mesmos. Para tal, elaborou-se uma planilha utilizando o software Microsoft® Excel para calcular o valor dos fatores de carga e de demanda individuais. Caso esses valores fossem superiores à unidade (01), o número do contrato era enviado para revisão dos dados de campo.

Após essa primeira avaliação, realizada a análise dos dados para verificar a dispersão dos valores de consumo, carga instalada e demanda máxima. Inicialmente, consideraram-se todos os consumidores da atividade sem distinção de faixa.

Observa-se que existe grande dispersão dos dados quando se analisa as unidades levantadas em campo como um agrupamento único. O consumo médio mensal apresenta desvio padrão superior ao valor do consumo médio.

Foram montados gráficos de dispersão para analisar a possibilidade de divisão dos grupos por carga instalada dentro de cada faixa de consumo e atividade, bem como a necessidade de exclusão ou restrição da aplicação.

Uma análise importante refere-se aos critérios de exclusão de unidades da amostra. A supressão de unidades tem por objetivo tornar a amostra mais uniforme. O critério adotado foi a supressão de unidades com valor de consumo fora da faixa.

Assim, unidades com consumo médio dos últimos doze meses inferior ou superior a 10% do limite da faixa, foram suprimidas do estudo. Esse procedimento foi aplicado inicialmente na amostra de teste e depois na validação.

Para validação da amostra, Hair (2005, p.169) sugere testar o modelo de regressão através de uma nova amostra que garanta representatividade, tirada da população geral. O modelo separado pode ser estimado com a nova amostra e então comparado com a equação original em relação às variáveis incluídas. Muitas vezes, pela inviabilidade de fatores como custo e prazo, a habilidade de coletar novos dados é impraticável. Nestes casos, o pesquisador pode dividir a amostra em duas partes: uma subamostra de estimação para criar o modelo de regressão e uma subamostra de reserva (ou validação) utilizada para testar a equação. Na corrente dissertação, optou-se por retirar da amostra total um quantitativo de 10% das unidades para utilização na etapa de validação da metodologia.

O tamanho da subamostra de validação pode ser considerado pequeno para a realização do teste. Entretanto, arbitrou-se que a subamostra de estimação com tamanho de 90% da amostra total possui maior representatividade, conseqüentemente, menor probabilidade de ser viciada do que, por exemplo, uma divisão de subamostras de 50% para estimação e validação.

Um aspecto interessante são os tipos de cargas levantadas, que também oferecem informações para análise. Foram identificados os equipamentos de maior predominância por atividade e faixa de consumo, com sua respectiva porcentagem de incidência nas unidades da amostra.

#### **4.3.2 Definição dos fatores de carga e de demanda**

Para esta fase da pesquisa, a metodologia adotada seguiu algumas etapas pré-definidas, de forma que os valores de fatores de carga e de demanda obtidos estimassem curvas de consumo o mais próximos possível da realidade.

Os fatores de carga e de demanda de cada cliente, utilizados para determinação dos fatores médios, foram calculados, conforme Equação (1) e Equação (2), levando-se em consideração os seguintes dados:



- a) a demanda média foi calculada dividindo-se a média mensal de consumo pelo número de horas;
- b) a demanda máxima foi obtida através de medição gráfica de curva de carga realizada por um período de 07 (sete) dias;
- c) a carga instalada foi levantada no ato das inspeções realizadas.

A etapa inicial para a determinação dos fatores de carga e de demanda consistiu na divisão de cada agrupamento de faixas de consumo em faixas de carga, de forma que a curva de consumo estimado se ajuste da melhor forma possível à curva real de consumo médio. Inicialmente, são definidos pontos de corte de carga instalada conforme agrupamentos identificados nos gráficos de dispersão (ANEXO I).

A partir daí, o conjunto de unidade da amostra de teste foi dividido em dois subconjuntos, com valores de corte de carga instalada. Com esta configuração, foram calculados os valores médios de carga instalada, consumo médio mensal e demanda máxima de cada agrupamento.

A partir desses dados, são calculados os fatores de carga e de demanda de cada conjunto (faixas de carga). Após isso, foram realizadas estimativas para o consumo médio das unidades de cada faixa de carga utilizando os fatores determinados para cada um deles.

Esse procedimento foi repetido para diferentes valores de corte de carga instalada, inclusive dividindo em três grupos.

Em seguida, foram montados gráficos de consumo versus carga instalada, comparando-se o consumo médio real com os consumos médios estimados em cada um dos agrupamentos de faixas de carga. Essa comparação serviu para uma visualização gráfica de quais simulações que mais aderiam ao perfil da curva de consumo médio mensal.

Além disso, foram calculados os valores dos erros absolutos (módulo do erro) entre consumo médio mensal e o consumo estimado. Esses valores seguiram a tendência indicada pelas curvas. Ambos serviram de base para definição da melhor

forma de agrupamento (faixas de carga instalada) e dos fatores de carga e de demanda.

Esse procedimento foi repetido para todas as atividades e faixas de consumo.

#### **4.3.3 Validação**

Como afirmado anteriormente, a amostra de validação foi obtida através da retirada aleatória de 10% da amostra inicial.

O procedimento consistiu em comparar o consumo médio das unidades da amostra de validação com os consumos estimados utilizando os fatores utilizados atualmente e os fatores determinados pela pesquisa, verificando se a metodologia proposta melhorava a precisão da estimativa de consumo. Para realizar tal comparação, foram calculados os valores dos erros absolutos (módulo do erro) entre consumo médio mensal e o consumo estimado, para as duas metodologias.

## 5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Aqui serão apresentados os resultados encontrados da aplicação da metodologia descrita no item anterior nos dados de campo de cada uma das atividades.

### 5.1 ATIVIDADE BAR

#### 5.1.1 Análise dos dados

Aplicando-se a análise descrita no item 4.3.1, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 15:

Tabela 15 – Dados estatísticos extraídos da pesquisa de campo: Atividade Bar

Faixa	Característica	Carga instalada (kW)	Consumo mensal (kWh)	Demanda máxima (kW)
0 – 200	Máximo	3,76	216,00	2,81
	Mínimo	0,22	34,92	0,17
	Médio	0,93	119,01	0,59
	Desvio Padrão	0,66	42,13	0,33
200 – 500	Máximo	6,04	621,25	4,41
	Mínimo	0,52	130,50	0,45
	Médio	1,91	324,94	1,29
	Desvio Padrão	1,05	95,39	0,63
> 500	Máximo	15,18	2.624,00	14,21
	Mínimo	1,26	451,08	1,05
	Médio	4,48	1.001,75	3,47
	Desvio Padrão	2,92	617,11	2,50

Nota: Resultado da Pesquisa

Foram elaborados gráficos de dispersão que podem ser vistos nas figuras do ANEXO I, nos quais se pode perceber que:

- faixa 0 – 200 kWh: existe uma maior concentração de unidades com carga instalada inferior a 2kW (100 das 107 unidades);
- faixa 200 – 500 kWh: a maioria das unidades encontra-se agrupadas até a carga instalada de 3kW (73 das 87 unidades);
- faixa > 500 kWh: existe uma maior concentração até a carga instalada de 7kW (45 das 54 unidades).

Aplicando-se o critério de exclusão descrito no item 4.3.1, o quantitativo de unidades para utilização efetiva na pesquisa ficou da maneira descrita na Tabela 16:

Tabela 16 – Quantitativo final da amostra após exclusão das unidades fora da faixa de consumo: Atividade Bar

<b>Faixa</b>	<b>Válido</b>	<b>Suprimido</b>	<b>Final</b>
0 -  200	107	0	107
200 -  500	87	2	85
> 500	54	0	54
<b>Total</b>	<b>248</b>	<b>2</b>	<b>246</b>

Nota: Resultado da Pesquisa.

Quanto à predominância de cargas por atividade e faixa de consumo, pode-se observar o seguinte:

Tabela 17 – Cargas predominantes por faixa de consumo: Atividade Bar

<b>Faixa</b>	<b>Percentual de unidades que possuem os aparelhos (%)</b>						
	<b>Freezer Horiz</b>	<b>Aparelho de som</b>	<b>TV</b>	<b>Máq. Caça níquel</b>	<b>Liquidificador</b>	<b>Aparelho de DVD</b>	<b>Ventilador</b>
0 -  200	88	74	69	24	23	20	13
200 -  500	85	70	85	34	41	31	21
> 500	91	55	85	18	59	24	57

Nota: Resultado da Pesquisa.

### 5.1.2 Determinação dos fatores

Considerando a amostra de teste como tendo cerca de 90% das unidades da amostra de campo, ou seja, 223 unidades consumidoras, foram realizadas diversas simulações para identificação da melhor forma de divisão em faixas de carga instalada, de acordo com o procedimento descrito no item 4.3.2.

#### 5.1.2.1 Faixa de consumo 0 -| 200 kWh

Utilizando-se das observações obtidas através de análise dos gráficos de dispersão, foram realizadas divisões por faixa de carga, iniciando-se por uma simulação de corte em 2,0 kW. Em seguida, foram realizadas simulações com cortes em 1,5 kW, 1,0 kW e 1,0 kW/2,0 kW.

A Figura 4 apresenta o gráfico de consumo versus carga instalada, comparando-se o consumo médio real e os consumos estimados em cada uma das faixas de carga simuladas:

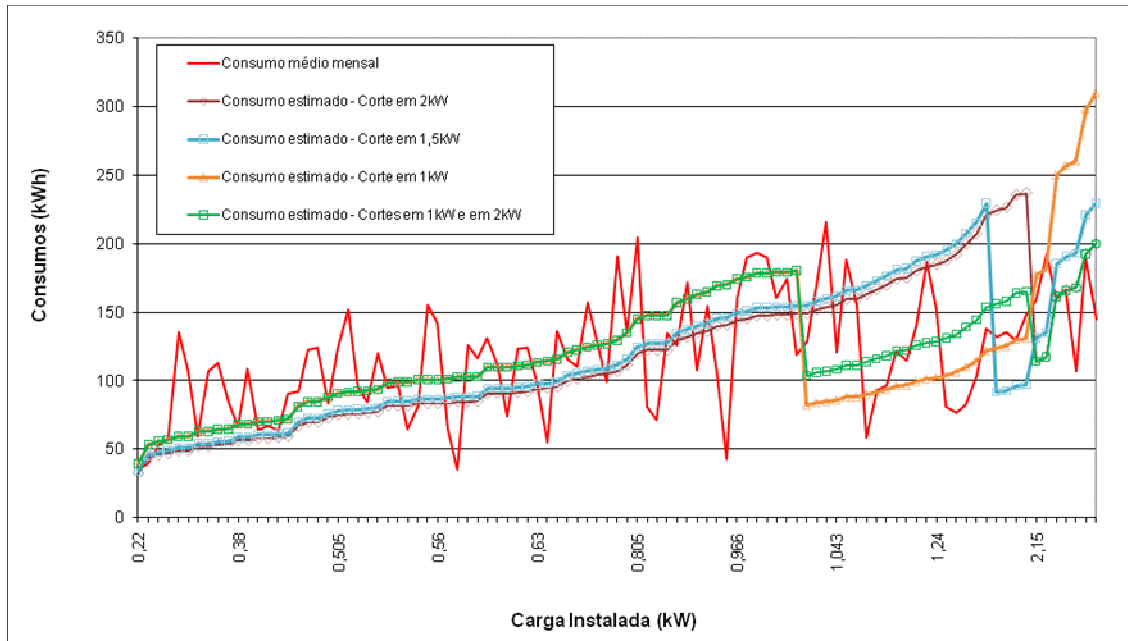


Figura 4 – Consumo Real e Estimativas: Bar faixa 0 | 200 kWh

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 18 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Bar faixa 0 | 200 kWh

Simulação	Erro médio (%)	Erro absoluto médio (%)
Consumo estimado – Corte em 2kW	-7,7	38,2
Consumo estimado – Corte em 1,5kW	-8,7	37,6
Consumo estimado – Corte em 1kW	-8,3	32,0
Consumo estimado – Corte em 1kW e em 2kW	-9,5	30,2

Nota: Resultado da Pesquisa.

Observa-se que o corte em dois pontos (1,0 kW/2,0 kW), ou seja, a divisão em três intervalos de carga instalada conduz a menores erros absolutos médios e maior aderência à curva de consumo médio mensal. Além disso, o erro absoluto médio calculado utilizando-se os fatores atuais foi de 68,2%, sendo bem superior aos valores encontrados com a metodologia proposta.

Considerando isso, os fatores de carga foram definidos pela subdivisão proposta, conforme a Tabela 19:

Tabela 19 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Bar faixa 0 – 200 kWh

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada média (kW)	Consumo médio (kWh)	Demanda máx. média (kW)	FC	FD
0 – 1	0,61	110,51	0,48	0,31345	0,78687
1 – 2	1,24	128,97	0,73	0,24037	0,59168
> 2	3,01	159,75	1,09	0,20074	0,36243

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os valores de fatores de carga e de demanda encontrados levam a algumas observações, dentre elas podemos destacar:

- a) para cargas baixas o fator de demanda tende a ser alto, em virtude da pouca quantidade de equipamentos, sendo a maioria da carga voltada para refrigeração;
- b) para cargas mais altas, o percentual de cargas não refrigerantes aumenta, fazendo com que diminua o fator de demanda.

#### 5.1.2.2 Faixa de consumo 200 – 500 kWh

Utilizando-se das observações obtidas através de análise dos gráficos de dispersão, foram realizadas divisões por faixa de carga, iniciando-se por uma simulação de corte em 3,0 kW. Em seguida, foram realizadas simulações com cortes em 4,0 kW, 2,5 kW e 2,0 kW/3,0 kW.

A Figura 5 apresenta o gráfico de consumo versus carga instalada, comparando-se o consumo médio real e os consumos estimados em cada uma das faixas de carga simuladas:

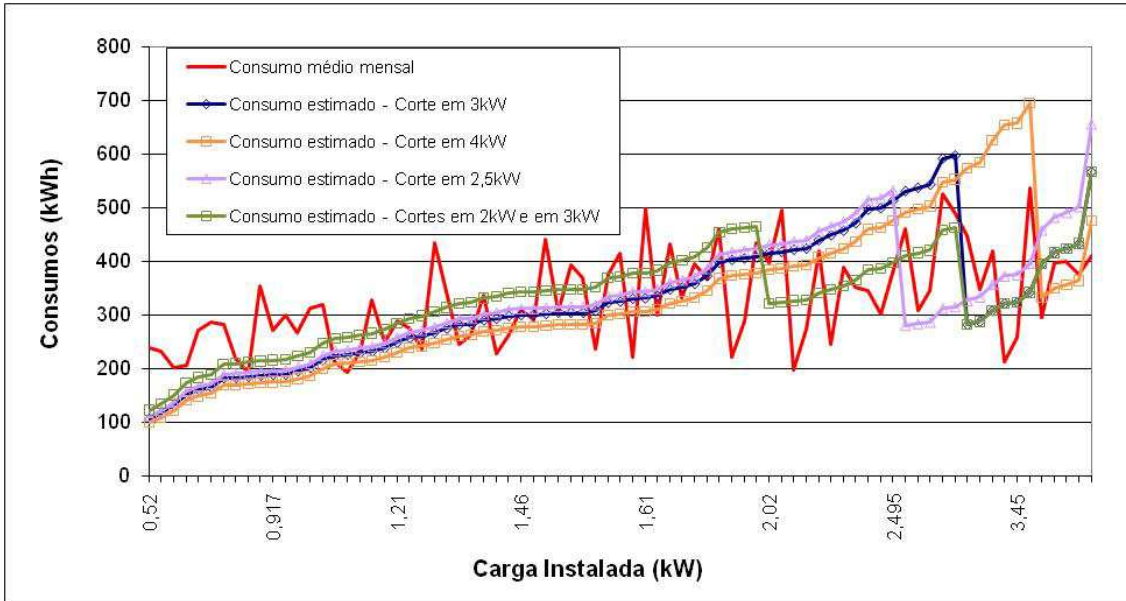


Figura 5 – Consumo Real e Estimativas: Bar faixa 200 | 500 kWh

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 20 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Bar faixa 200 | 500 kWh

<b>Simulação</b>	<b>Erro médio (%)</b>	<b>Erro absoluto médio (%)</b>
Consumo estimado – Corte em 3kW	-2,2	27,3
Consumo estimado – Corte em 4kW	-2,0	30,6
Consumo estimado – Corte em 2,5kW	-3,3	28,4
Consumo estimado – Corte em 2kW e em 3kW	-4,0	23,6

Nota: Resultado da Pesquisa.

Observa-se que o corte em dois pontos (2,0 kW/3,0kW), ou seja, a divisão em três intervalos de carga instalada conduz a menores erros e maior aderência à curva de consumo médio mensal. Além disso, o erro absoluto médio calculado com os fatores utilizados atualmente foi de 39,5%, sendo superior aos valores encontrados com a metodologia proposta.

Considerando isso, os fatores de carga foram definidos pela subdivisão proposta, conforme a

Tabela 21:

Tabela 21 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Bar faixa 200 – 500 kWh

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada média (kW)	Consumo médio (kWh)	Demanda máx. média (kW)	FC	FD
0 – 2	1,29	303,43	1,07	0,387048	0,831793
2 – 3	2,35	374,00	1,54	0,332175	0,657077
> 3	3,98	372,70	1,89	0,270285	0,475067

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os valores de fatores de carga e de demanda encontrados levam a algumas observações, dentre elas podemos destacar:

- a) para cargas baixas o fator de demanda tende a ser alto, em virtude da pouca quantidade de equipamentos, sendo a maioria da carga voltada para refrigeração;
- b) para cargas mais altas, o percentual de cargas não refrigerantes aumenta, fazendo com que diminua o fator de demanda;

#### 5.1.2.3 Faixa de consumo > 500 kWh

Utilizando-se das observações obtidas através de análise dos gráficos de dispersão, foram realizadas divisões por faixa de carga, iniciando-se por uma simulação de corte em 8,0 kW. Em seguida, foi realizada simulação com corte em 5,0 kW/8,0 kW.

A Figura 6 apresenta o gráfico de consumo versus carga instalada, comparando-se o consumo médio real e os consumos estimados em cada uma das faixas de carga simuladas:



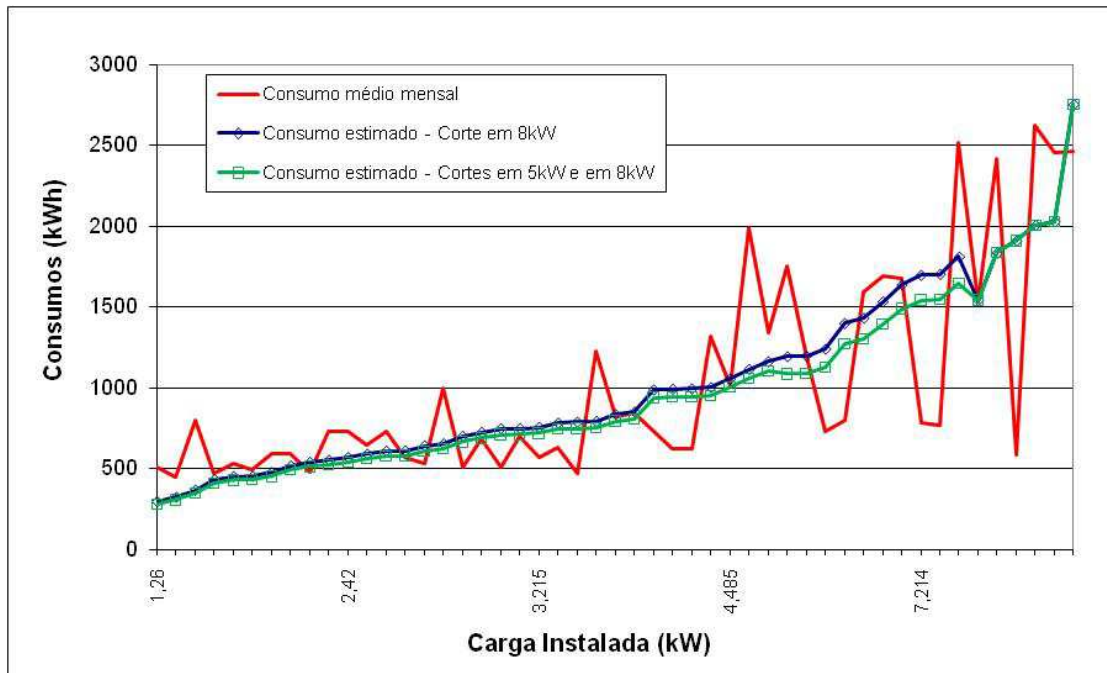


Figura 6 – Consumo Real e Estimativas: Bar faixa > 500 kWh

**Nota: Resultado da Pesquisa**

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 22 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Bar faixa > 500 kWh

Simulação	Erro médio (%)	Erro absoluto médio (%)
Consumo estimado - Corte em 8W	-10,0	32,2
Consumo estimado - Corte em 5kW e em 8kW	-4,2	31,8

Nota: Resultado da Pesquisa

Observa-se que o corte em dois pontos (5,0 kW/8,0kW), ou seja, a divisão em três intervalos de carga instalada conduz a menores erros e maior aderência à curva de consumo médio mensal. Além disso, o erro absoluto médio calculado com os fatores utilizados atualmente foi de 33,3%, sendo um pouco superior aos valores encontrados com a metodologia proposta.

Considerando isso, os fatores de carga foram definidos pela subdivisão proposta, conforme a Tabela 23:

Tabela 23 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Bar faixa &gt; 500 kWh

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada média (kW)	Consumo médio (kWh)	Demanda máx. média (kW)	FC	FD
0 – 5	4,43	992,12	3,34	0,406482	0,754192
5 – 8	6,31	1350,71	4,30	0,430019	0,681934
> 8	11,10	2014,56	9,01	0,306216	0,812212

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os valores de fatores de carga e de demanda encontrados levam à observação de que tanto para cargas baixas quanto para as cargas mais altas, o fator de demanda tende a ser alto, em virtude da grande quantidade de equipamentos de refrigeração, que corresponde à maioria da carga levantada.

### 5.1.3 Validação

Com base nos valores determinados no item anterior, foram aplicados os procedimentos descritos no item 4.3.3 para cada uma das faixas de consumo da atividade.

#### 5.1.3.1 Faixa de consumo 0 – 200 kWh

Utilizando os fatores de carga determinados para cada faixa de carga instalada, obtêm-se os consumos estimados, conforme Tabela 24:

Tabela 24 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Bar faixa 0 – 200 kWh

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada (kW)	Consumo médio (kWh)	FC	FD	Consumo estimado (kWh)	Erro absoluto (%)
0 – 1	0,450	81,42	0,31	0,78	79,43	2,4
	0,520	84,25			91,79	8,9
	0,560	64,00			98,85	54,4
	0,615	150,58			108,56	27,9
	0,710	132,67			125,32	5,5
	0,760	124,83			134,15	7,5
	0,816	150,17			144,04	4,1
1 – 2	1,150	179,25	0,24	0,59	118,87	33,7
	1,150	188,67			118,87	37,0
	1,546	89,08			159,81	79,4

Nota: Resultado da Pesquisa

Nesta simulação, o erro absoluto médio foi de 26,1%.

Numa simulação considerando os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 25:

Tabela 25 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Bar faixa 0 – 200 kWh

<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
0,450	81,42	0,6	0,44	86,72	6,5
0,520	84,25			100,21	18,9
0,560	64,00			107,92	68,6
0,615	150,58			118,52	21,3
0,710	132,67			136,83	3,1
0,760	124,83			146,47	17,3
0,816	150,17			157,26	4,7
1,150	179,25			221,63	23,6
1,150	188,67			221,63	17,5
1,546	89,08			297,94	234,5

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para essa simulação o erro absoluto médio foi de 41,6%.

Diante do exposto, percebe-se que a adoção dos fatores determinados pela pesquisa conduz a estimativas de consumo mais próximas do real se comparando com os valores aplicados atualmente.

#### 5.1.3.2 Faixa de consumo 200 – 500 kWh

Utilizando os fatores de carga determinados para cada faixa de carga instalada, obtêm-se os consumos estimados, conforme Tabela 26:

Tabela 26 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Bar faixa 200 – 500 kWh

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
0 – 2	1,1150	230,67	0,38	0,83	256,72	11,3
	1,2500	225,83			287,80	27,4
	1,3000	207,58			299,31	44,2
	1,4465	321,60			333,05	3,6
	1,4640	345,00			337,07	2,3
	1,5250	253,25			351,12	38,6
	1,7380	473,67			400,16	15,5
	> 3	3,0645			266,42	0,27

Nota: Resultado da Pesquisa.

O erro absoluto médio ficou em torno de 18,7%.

Numa simulação considerando os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 27:

Tabela 27 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Bar faixa 200 - 500 kWh

Carga instalada (kW)	Consumo médio (kWh)	FC	FD	Consumo estimado (kWh)	Erro absoluto (%)
1,12	230,67	0,6	0,44	214,88	6,8
1,25	225,83			240,90	6,7
1,30	207,58			250,54	20,7
1,45	321,60			278,77	13,3
1,46	345,00			282,14	18,2
1,52	253,25			293,90	16,1
1,74	473,67			334,95	29,3
3,06	266,42			590,59	121,7

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para essa simulação o erro absoluto médio foi de 29,1%.

Diante do exposto, percebe-se que a adoção dos fatores determinados pela pesquisa conduz a estimativas de consumo mais próximas do real se comparando com os valores aplicados atualmente.

### 5.1.3.3 Faixa de consumo > 500 kWh

Utilizando os fatores de carga determinados para cada faixa de carga instalada, obtêm-se os consumos estimados, conforme Tabela 28:

Tabela 28 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Bar faixa > 500 kWh

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada (kW)	Consumo médio (kWh)	FC	FD	Consumo estimado (kWh)	Erro absoluto (%)
0 - 5	1,30	559,17	0,41	0,76	295,71	47,1
	2,18	546,08			495,88	9,2
	2,89	520,25			657,38	26,4
	3,52	1.013,42			801,60	20,9
	4,11	1.366,08			935,80	31,5

Nota: Resultado da Pesquisa.

O erro absoluto médio ficou em torno de 27,0%.

Numa simulação considerando os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 29:

Tabela 29 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Bar faixa > 500 kWh

<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
1,30	559,17	0,6	0,44	250,54	55,2
2,18	546,08			420,13	23,1
2,89	520,25			556,96	7,1
3,52	1.013,42			679,14	33,0
4,11	1.366,08			792,85	42,0

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para essa simulação o erro absoluto médio foi de 32,1%.

Diante do exposto, percebe-se que a adoção dos fatores determinados pela pesquisa conduz a estimativas de consumo mais próximas do real se comparando com os valores calculados pelos fatores utilizados atualmente.

## 5.2 ATIVIDADE LANCHONETE

### 5.2.1 Análise dos dados

Aplicando-se a análise descrita no item 4.3.1, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 30:

Tabela 30 – Características estatísticas dos dados de campo da Atividade Lanchonete

<b>Faixa</b>	<b>Característica</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo mensal (kWh)</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>
0   200	Máximo	4,28	207,08	1,86
	Mínimo	0,20	23,58	0,17
	Médio	1,31	108,75	0,62
	Desvio Padrão	0,99	47,70	0,37
200   500	Máximo	7,93	613,92	4,23
	Mínimo	0,79	207,33	0,61
	Médio	2,40	304,38	1,28
	Desvio Padrão	1,54	85,19	0,66
> 500	Máximo	37,87	5.915,08	19,70
	Mínimo	1,55	389,50	1,17
	Médio	6,06	1.015,88	3,25
	Desvio Padrão	6,28	976,66	3,36

Nota: Resultado da Pesquisa.

Foram elaborados gráficos de dispersão que podem ser vistos nas figuras do ANEXO I, nos quais se pode perceber que:

- a) faixa 0 – 200 kWh: existe uma maior concentração de unidades com carga instalada inferior a 2 kW (53 das 66 unidades);
- b) faixa 200 – 500 kWh: a maioria das unidades encontra-se agrupadas até a carga instalada de 4 kW (38 das 43 unidades);
- c) faixa > 500 kWh: existe uma maior concentração até a carga instalada de 7 kW (25 das 30 unidades), sendo que uma das unidades possui consumo bastante atípico superior a 5.000 kWh.

Aplicando-se o critério de exclusão descrito no item 4.3.1, o quantitativo de unidades para utilização efetiva na pesquisa ficou da maneira descrita na Tabela 31. Além disso, foi excluída uma unidade com consumo de 5.915 kWh, considerado muito dispare em relação aos demais componentes da amostra.

Tabela 31 – Quantitativo final da amostra após exclusão das unidades fora da faixa de consumo da Atividade Lanchonete

Atividade	Faixa	Válido	Suprimido	Final
Lanchonete	0 – 200	66	0	66
	200 – 500	43	1	42
	> 500	30	3	27
Total		139	4	135

Nota: Resultado da Pesquisa.

Quanto à predominância de cargas por atividade e faixa de consumo, pode-se observar o seguinte:

Tabela 32 – Cargas predominantes por faixa de consumo da Atividade Lanchonete

Atividade	Faixa	Percentual de unidades que possuem os aparelhos (%)							
		Freezer Horiz.	TV	Liquidificador	Geladeira	Aparelho de som	Microondas	Ventilador	Espremedor
Lanchonete	0 – 200	52	29	25	25	20	16	11	07
	201 – 500	41	35	31	26	15	17	15	18
	> 500	30	21	25	12	11	21	25	19

Nota: Resultado da Pesquisa.

## 5.2.2 Determinação dos fatores

Considerando a amostra de teste como tendo cerca de 90% das unidades da amostra de campo, ou seja, 121 unidades consumidoras, foram realizadas diversas

simulações para identificação da melhor forma de divisão em faixas de carga instalada, de acordo com o procedimento descrito no item 4.3.2.

#### 5.2.2.1 Faixa de consumo 0 – 200 kWh

Utilizando-se das observações obtidas através de análise dos gráficos de dispersão, foram realizadas divisões por faixa de carga, iniciando-se por uma simulação de corte em 2,0 kW. Em seguida, foram realizadas simulações com cortes em 1,5 kW, 1,5 kW/3,0 kW e 1,0 kW/3,0 kW.

A Figura 7 apresenta o gráfico de consumo versus carga instalada, comparando-se o consumo médio real e os consumos estimados em cada uma das faixas de carga simuladas:

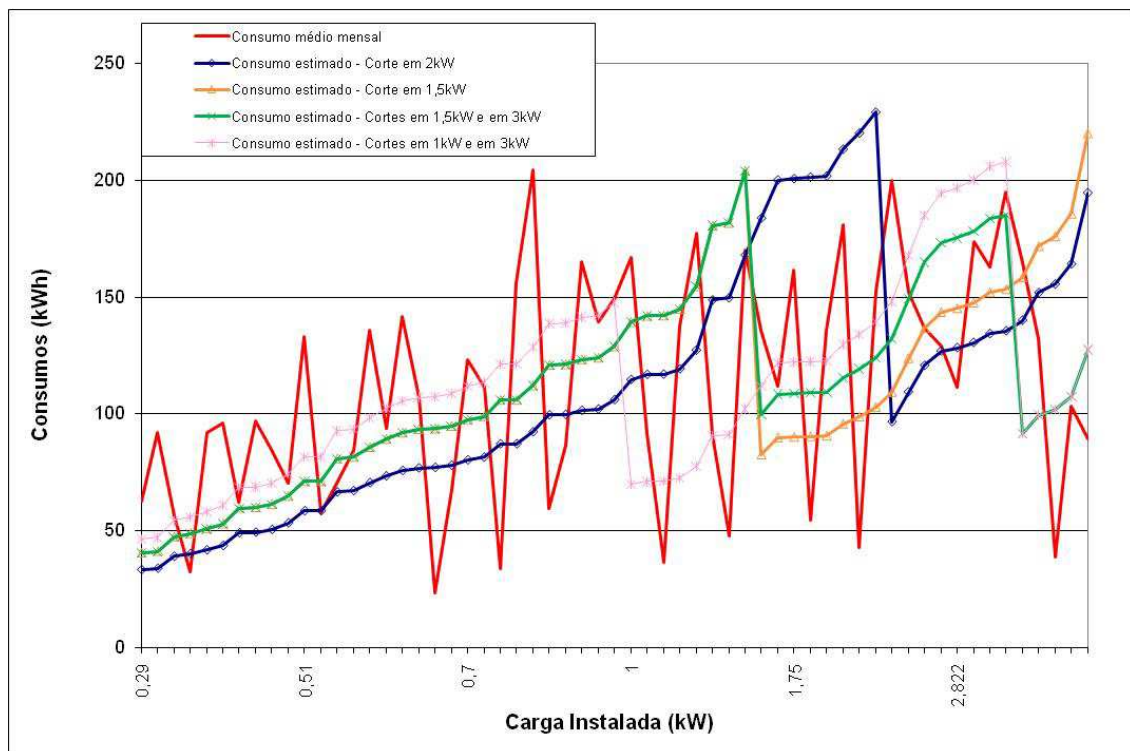


Figura 7 – Consumo Real e Estimativas: Lanchonete faixa 0 – 200 kWh

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 33 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Lanchonete faixa 0 – 200 kWh

<b>Simulação</b>	<b>Erro médio (%)</b>	<b>Erro absoluto médio (%)</b>
Consumo estimado – Corte em 2 kW	-23,0	61,0
Consumo estimado – Corte em 1,5 kW	-24,6	56,1
Consumo estimado – Corte em 1,5 kW e 3 kW	-22,0	50,8
Consumo estimado – Corte em 1 kW e 3 kW	-20,9	47,5

Nota: Resultado da Pesquisa.

Observa-se que o corte em dois pontos (1,0 kW/3,0 kW), ou seja, a divisão em três intervalos de carga instalada conduz a menores erros absolutos médios e maior aderência à curva de consumo médio mensal. Além disso, o erro absoluto médio calculado com os fatores utilizados atualmente foi de 138,8%, sendo muito superior aos valores encontrados com a metodologia proposta.

Considerando isso, os fatores de carga foram definidos pela subdivisão proposta, conforme a Tabela 34:

Tabela 34 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Lanchonete faixa 0 – 200 kWh

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada média (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>Demanda máx. média (kW)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>
0 – 1	0,60	96,35	0,44	0,296644	0,738372
1 – 3	1,88	131,56	0,78	0,229955	0,415678
> 3	3,55	105,63	1,20	0,121079	0,337011

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os valores de fatores de carga e de demanda encontrados levam a algumas observações, dentre elas podemos destacar:

- a) para cargas baixas o fator de demanda tende a ser alto, em virtude da pouca quantidade de equipamentos, sendo a maioria da carga voltada para refrigeração;
- b) para cargas mais altas, o percentual de cargas não refrigerantes aumenta, fazendo com que diminua o fator de demanda.

#### 5.2.2.2 Faixa de consumo 200 – 500 kWh

Utilizando-se das observações obtidas através de análise dos gráficos de dispersão, foram realizadas divisões por faixa de carga, iniciando-se por uma



simulação de corte em 4,0 kW. Em seguida, foram realizadas simulações com cortes em 2,5 kW, 1,7 kW/3,0 kW e 2,0 kW/3,5 kW.

A Figura 8 apresenta o gráfico de consumo versus carga instalada, comparando-se o consumo médio real e os consumos estimados em cada uma das faixas de carga simuladas:

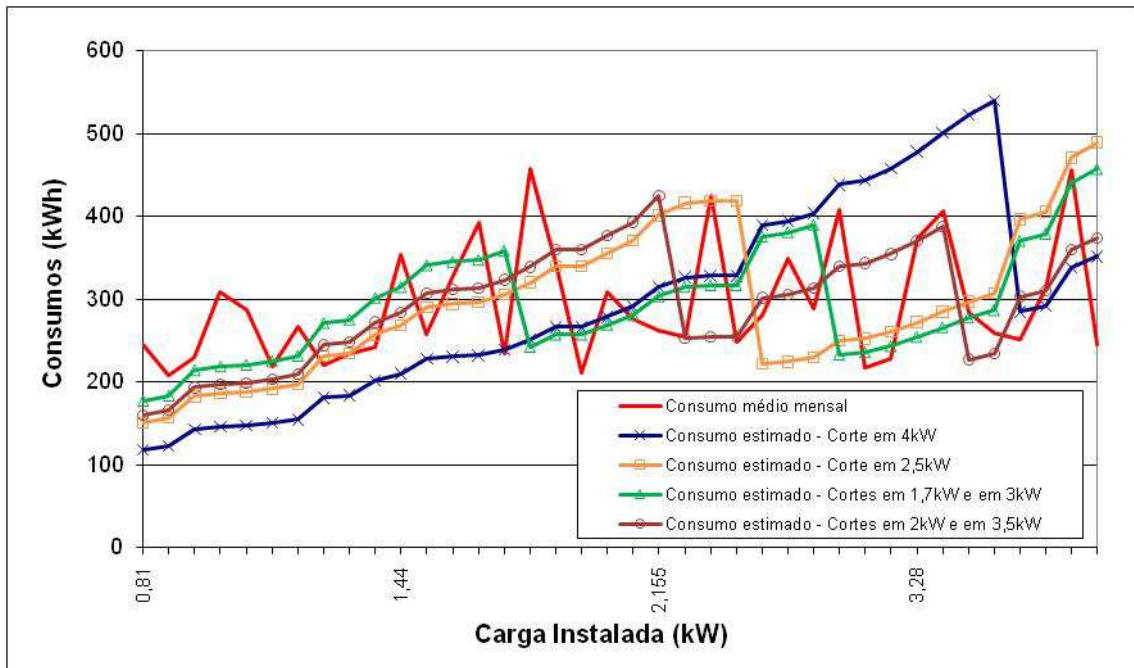


Figura 8 – Consumo Real e Estimativas: Lanchonete faixa 200 – 500 kWh

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 35 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Lanchonete faixa 200 – 500 kWh

Simulação	Erro médio (%)	Erro absoluto médio (%)
Consumo estimado – Corte em 4kW	-2,7	35,1
Consumo estimado – Corte em 2,5kW	-3,5	27,7
Consumo estimado – Corte em 1,7kW e 3kW	-3,9	22,8
Consumo estimado – Corte em 2kW e em 3,5kW	-3,4	22,6

Nota: Resultado da Pesquisa.

Observa-se que o corte em dois pontos (2,0 kW/3,5 kW), ou seja, a divisão em três intervalos de carga instalada conduz a menores erros absolutos médios e maior aderência à curva de consumo médio mensal. Além disso, o erro absoluto

médio calculado com os fatores utilizados atualmente foi de 53,5%, sendo superior aos valores encontrados com a metodologia proposta.

Considerando isso, os fatores de carga foram definidos conforme Tabela 36:

Tabela 36 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Lanchonete faixa 200 - 500 kWh

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada média (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>Demanda máx. média (kW)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>
0 - 2	1,42	280,36	0,96	0,400073	0,675379
2 - 3,5	2,80	316,36	1,42	0,305695	0,506694
> 3,5	4,75	301,71	1,80	0,229038	0,379628

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de fatores de carga e de demanda encontrados levam a algumas observações, dentre elas podemos destacar:

- a) para cargas baixas o fator de demanda tende a ser alto, em virtude da pouca quantidade de equipamentos, sendo a maioria da carga voltada para refrigeração;
- b) para cargas mais altas, o percentual de cargas não refrigerantes aumenta, fazendo com que diminua o fator de demanda.

### 5.2.2.3 Faixa de consumo > 500 kWh

Utilizando-se das observações obtidas através de análise dos gráficos de dispersão, foram realizadas divisões por faixa de carga, com uma única simulação de corte em 5,5 kW.

A Figura 9 apresenta o gráfico de consumo versus carga instalada, comparando-se o consumo médio real e os consumos estimados em cada uma das faixas de carga simuladas:

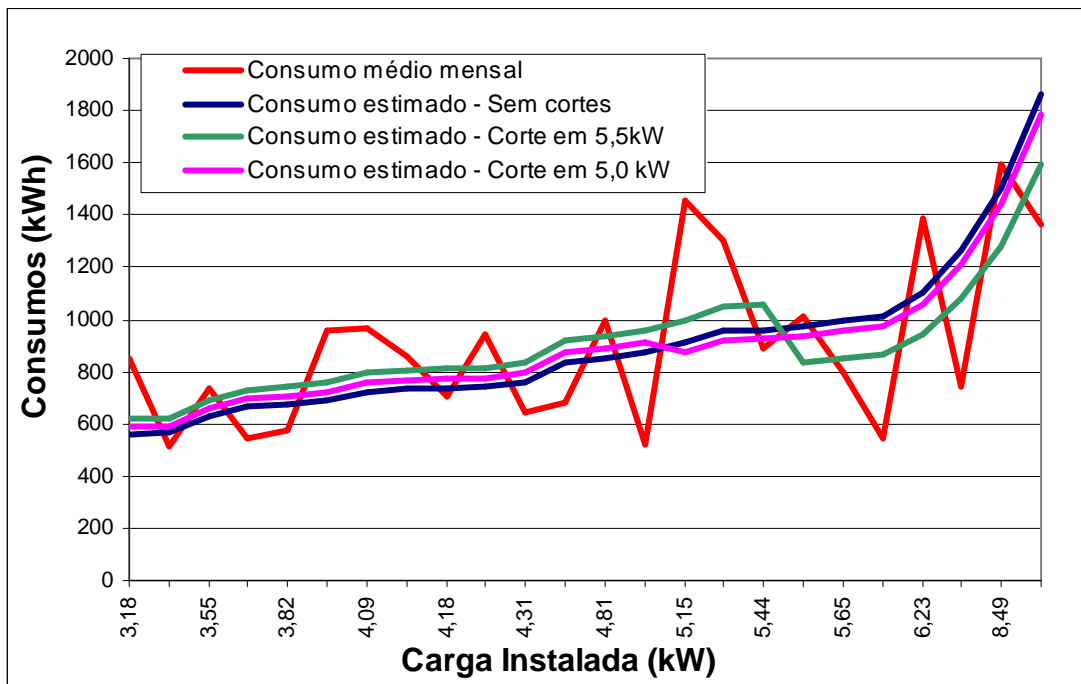


Figura 9 – Consumo Real e Estimativas: Lanchonete Faixa > 500 kWh

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 37 – Valores de erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Lanchonete Faixa > 500 kWh

<b>Simulação</b>	<b>Erro médio (%)</b>	<b>Erro absoluto médio (%)</b>
Consumo estimado - Sem corte	-5,9	26,4
Consumo estimado - Corte em 5kW	-6,7	26,4
Consumo estimado - Corte em 5,5kW	-7,3	25,4

Nota: Resultado da Pesquisa

Observa-se que o corte em um ponto (5,5 kW), ou seja, a divisão em dois intervalos de carga instalada conduz a menores erros absolutos médios e maior aderência à curva de consumo médio mensal. Além disso, o erro absoluto médio calculado com os fatores utilizados atualmente foi de 24,5%, sendo ligeiramente inferior aos valores encontrados com a metodologia proposta.

Considerando isso, os fatores de carga ficam conforme a Tabela 38:

Tabela 38 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Lanchonete Faixa > 500 kWh

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada média (kW)	Consumo médio (kWh)	Demanda máx. média (kW)	FC	FD
0 – 5,5	4,28	831,30	2,43	0,467767	0,568595
> 5,5	7,04	1063,29	3,87	0,376024	0,549966

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os valores de fatores de carga e de demanda encontrados levam à observação de que tanto para cargas baixas quanto para as cargas mais altas, o fator de demanda tende a ser de médio para alto, em virtude da grande quantidade de equipamentos de refrigeração, que corresponde à boa parte da carga levantada.

### 5.2.3 Validação

Com base nos valores determinados no item anterior, foram aplicados os procedimentos descritos no item 4.3.3 para cada uma das faixas de consumo da atividade.

#### 5.2.3.1 Faixa de consumo 0 – 200 kWh

Utilizando os fatores de carga determinados para cada faixa de carga instalada, obtêm-se os consumos estimados, conforme Tabela 39:

Tabela 39 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Lanchonete faixa 0 – 200 kWh

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada (kW)	Consumo médio (kWh)	FC	FD	Consumo estimado (kWh)	Erro absoluto (%)
0 – 1	0,20	32,33	0,29	0,73	30,91	4,4
	0,41	62,58			63,36	1,2
	0,45	91,58			69,54	24,1
	0,71	92,17			109,72	19,0
1 – 3	1,14	163,17	0,22	0,41	176,18	8,0
	1,60	73,33			105,02	43,2

Nota: Resultado da Pesquisa.

O erro absoluto médio ficou em torno de 16,7%.

Numa simulação considerando os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 40:

Tabela 40 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Lanchonete faixa 0 – 200 kWh

<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
0,20	32,33	0,34	0,63	31,27	3,3
0,41	62,58			64,11	2,4
0,45	91,58			70,36	23,2
0,71	92,17			111,02	20,5
1,14	163,17			178,26	9,2
1,60	73,33			249,40	240,1

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para essa simulação o erro absoluto médio foi de 49,8%.

Diante do exposto, percebe-se que a adoção dos fatores determinados pela pesquisa conduz a estimativas de consumo mais próximas do real se comparando com os fatores utilizados atualmente.

### 5.2.3.2 Faixa de consumo 200 – 500 kWh

Utilizando os fatores de carga determinados para cada faixa de carga instalada, obtêm-se os consumos estimados, conforme Tabela 41:

Tabela 41 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Lanchonete faixa 200 – 500 kWh

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
0 – 2	0,79	252,42	0,41	0,68	160,78	36,3
	1,24	416,50			251,96	39,5
	1,76	339,00			358,20	5,7
2 – 3,5	2,51	288,75	0,31	0,51	289,69	0,3

Nota: Resultado da Pesquisa

O erro absoluto médio ficou em torno de 20,4%.

Numa simulação considerando os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 42:

Tabela 42 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Lanchonete faixa 200 - 500 kWh

<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
0,79	252,42	0,34	0,63	123,53	51,1
1,24	416,50			193,58	53,5
1,76	339,00			275,20	18,8
2,51	288,75			392,48	35,9

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para essa simulação o erro absoluto médio foi de 39,8%.

Diante do exposto, percebe-se que a adoção dos fatores determinados pela pesquisa conduz a estimativas de consumo mais próximas do real se comparando com os fatores utilizados atualmente.

### 5.2.3.3 Faixa de consumo de > 500kWh

Utilizando os fatores de carga determinados para cada faixa de carga instalada, obtêm-se os consumos estimados, conforme Tabela 43:

Tabela 43 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Lanchonete Faixa > 500 kWh

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
0 - 5,5	4,74	668,75	0,46	0,56	890,41	33,1
	1,55	884,08			291,47	67,0
	4,72	597,67			887,59	48,5

Nota: Resultado da Pesquisa.

O erro absoluto médio ficou em torno de 9,6%.

Numa simulação considerando os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 44:

Tabela 44 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Lanchonete Faixa > 500 kWh

<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
4,74	668,75	0,34	0,63	740,39	10,7
1,55	884,08			242,37	72,6
4,72	597,67			738,05	23,5

Nota: Resultado da Pesquisa

Para essa simulação o erro absoluto médio foi de 35,6%.

Diante do exposto, percebe-se que a adoção dos fatores determinados pela pesquisa conduz a estimativas de consumo mais próximas do real se comparando com os fatores utilizados atualmente.

### 5.3 ATIVIDADE PADARIA

#### 5.3.1 Análise dos dados

Aplicando-se a análise descrita no item 4.3.1, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 45:

Tabela 45 – Características estatísticas dos dados de campo da Atividade Padaria

<b>Faixa</b>	<b>Característica</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo mensal (kWh)</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>
0   200	Máximo	6,24	208,25	2,26
	Mínimo	0,34	51,58	0,33
	Médio	3,11	154,24	1,22
	Desvio Padrão	2,14	54,99	0,56
200   500	Máximo	13,02	524,67	3,92
	Mínimo	1,73	220,25	1,25
	Médio	4,25	378,68	2,10
	Desvio Padrão	2,60	86,14	0,54
> 500	Máximo	44,27	4886,42	31,23
	Mínimo	2,37	490,25	1,93
	Médio	9,55	1189,91	5,19
	Desvio Padrão	8,38	870,54	5,82

Nota: Resultado da Pesquisa.

Analisando os gráficos de dispersão do ANEXO I, percebe-se que:

- a) 0 | 200: existe uma maior concentração de unidades com carga instalada inferior a 4kW (06 das 09 unidades);

- b) 200 | 500: a maioria das unidades encontra-se agrupadas até a carga instalada de 6kW (28 das 33 unidades);
- c) Maior que 500: existe uma maior concentração até a carga instalada de 25kW (41 das 44 unidades).

Aplicando-se o critério de exclusão descrito no item 4.3.1 e analisando os dados, verificou-se que não havia necessidade de exclusão de unidades.

Quanto à predominância de cargas por atividade e faixa de consumo, pode-se observar o seguinte:

Tabela 46 – Cargas predominantes por faixa de consumo da Atividade Padaria

Atividade	Faixa	Percentual de unidades que possuem os aparelhos (%)						
		Cilindro	Maseira	Modeladora	Geladeira	TV	Balança	Freezer Horiz.
Padaria	0   200	89	78	78	56	56	44	33
	201   500	100	97	97	24	57	61	67
	> 500	100	95	95	27	80	86	87

Nota: Resultado da Pesquisa.

### 5.3.2 Determinação dos fatores

Considerando a amostra de teste como tendo cerca de 90% das unidades da amostra de campo, ou seja, 78 contratos, foram realizadas diversas simulações para identificação da melhor forma de divisão em faixas de carga instalada, de acordo com o procedimento descrito no item 4.3.2.

#### 5.3.2.1 Faixa de consumo 0 | 200 kWh

A Figura 10 apresenta os gráficos de consumo versus carga instalada para o consumo médio faturado e para o estimado para cada uma das estimativas realizadas:



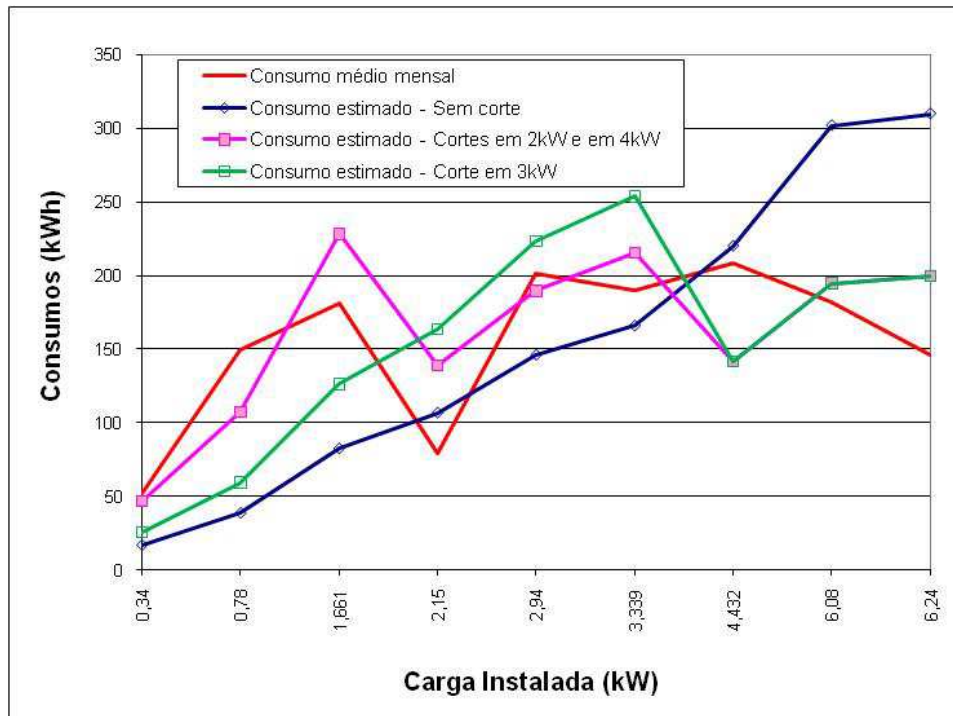


Figura 10 – Consumo Real e Estimativas: Padaria faixa 0 | 200 kWh

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erro associados às simulações realizadas foram:

Tabela 47 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Padaria faixa 0 | 200 kWh

Simulação	Erro médio (%)	Erro absoluto médio (%)
Consumo estimado – Sem corte	1,9	50,6
Consumo estimado – Corte em 3kW	-2,6	40,9
Consumo estimado – Corte em 2kW e em 4kW	-9,3	26,1

Nota: Resultado da Pesquisa.

Observa-se que o corte em dois pontos (2,0 kW/4,0 kW), ou seja, a divisão em três intervalos de carga instalada conduz a menores erros absolutos médios e maior aderência à curva de consumo médio mensal. Além disso, o erro absoluto médio calculado com os fatores utilizados atualmente foi de 160,7%, sendo muito superior aos valores encontrados com a metodologia proposta.

Considerando isso, os fatores de carga foram determinados conforme a Tabela 48 a seguir:

Tabela 48 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Padaria faixa 0 – 200 kWh

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada média (kW)	Consumo médio (kWh)	Demanda máx. média (kW)	FC	FD
0 – 2	0,93	127,39	0,90	0,193393	0,973391
2 – 4	2,52	162,69	1,52	0,147029	0,600892
> 4	5,58	178,75	1,28	0,191749	0,228689

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os valores de fatores de carga e de demanda encontrados levam a algumas observações, dentre elas podemos destacar:

- a) para cargas baixas o fator de demanda tende a ser muito alto, em virtude da pouca quantidade de equipamentos, sendo a maioria da carga voltada para refrigeração e/ou aquecimento. O fator de carga tende a ser baixo em virtude do horário de funcionamento das padarias, que varia entre os finais de tarde e à noite;
- b) para cargas mais altas, o percentual de cargas de não refrigeração e não aquecimento aumenta, fazendo com que diminua o fator de demanda pelo menor uso desses equipamentos.

### 5.3.2.2 Faixa de consumo 200 – 500 kWh

A Figura 11 apresenta os gráficos de consumo versus carga instalada para o consumo médio faturado e para o estimado para cada uma das estimativas realizadas:

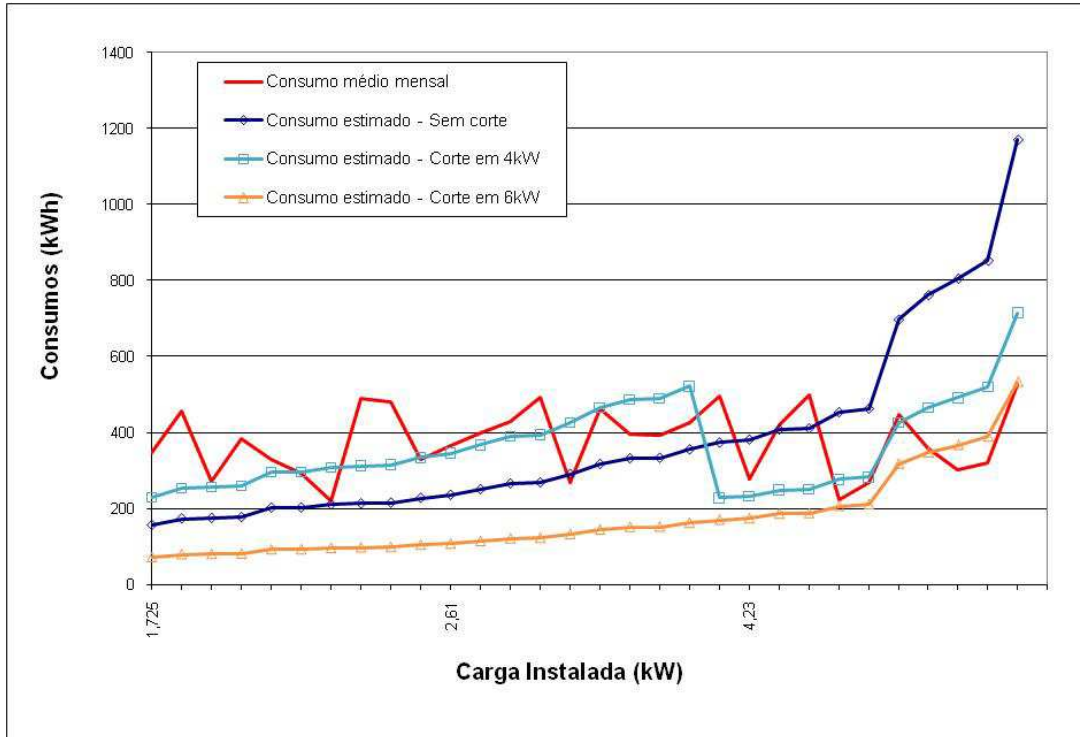


Figura 11 – Consumo Real e Estimativas: Padaria faixa 200 – 500 kWh

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 49 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Padaria faixa 200 – 500 kWh

Simulação	Erro médio (%)	Erro absoluto médio (%)
Consumo estimado – Sem corte	-4,7	51,8
Consumo estimado – Corte em 4kW	0,5	26,6
Consumo estimado – Corte em 6kW	52,4	55,4

Nota: Resultado da Pesquisa.

Observa-se que o corte em um ponto (4,0 kW), ou seja, a divisão em dois intervalos de carga instalada conduz a menores erros absolutos médios e maior aderência à curva de consumo médio mensal. Além disso, o erro absoluto médio calculado com os fatores utilizados atualmente foi de 66,0%, sendo superior aos valores encontrados com a metodologia proposta.

Considerando isso, os fatores de carga ficam conforme Tabela 50:

Tabela 50 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Padaria faixa 200 – 500 kWh

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada média (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>Demanda máx. média (kW)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>
0 – 4	2,99	396,24	2,13	0,255089	0,710557
> 4	6,84	375,67	2,23	0,230706	0,32609

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os valores de fatores de carga e de demanda encontrados levam a algumas observações, dentre elas podemos destacar:

- a) para cargas baixas o fator de demanda tende a ser alto, em virtude da pouca quantidade de equipamentos, sendo a maioria da carga voltada para refrigeração e/ou aquecimento. O fator de carga tende a ser baixo em virtude do horário de funcionamento das padarias, que varia entre os finais de tarde e à noite;
- b) para cargas mais altas, o percentual de cargas de não refrigeração e não aquecimento aumenta, fazendo com que diminua o fator de demanda pelo menor uso desses equipamentos.

### 5.3.2.3 Faixa de consumo > 500 kWh

A Figura 12 apresenta os gráficos de consumo versus carga instalada para o consumo médio faturado e para o estimado para cada uma das estimativas realizadas:

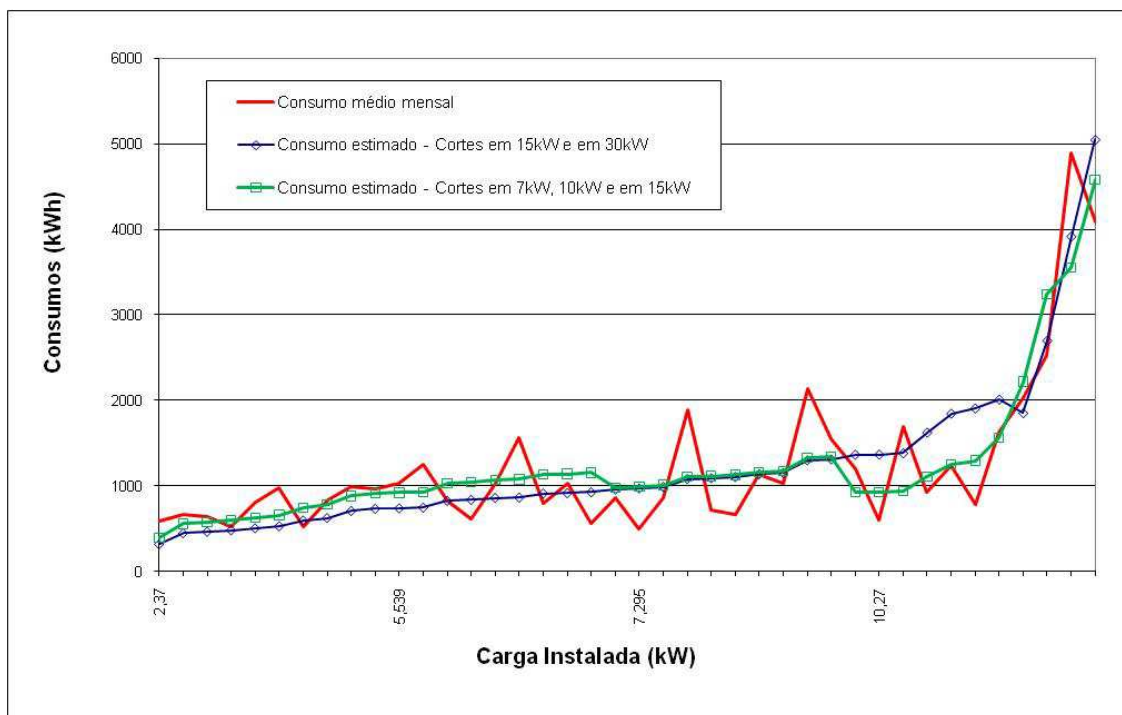


Figura 12 – Consumo Real e Estimativas: Padaria Faixa > 500 kWh

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 51 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Padaria Faixa > 500 kWh

Simulação	Erro médio (%)	Erro absoluto médio (%)
Consumo estimado – Corte em 15kW e 30kW	-7,1	35,2
Consumo estimado – Corte em 7kW, 10kW e 15kW	-9,4	29,3

Nota: Resultado da Pesquisa.

Observa-se que o corte em três pontos (7 kW, 10 kW e 15 kW), ou seja, a divisão em quatro intervalos de carga instalada conduz a menores erros absolutos médios e maior aderência à curva de consumo médio mensal. Além disso, o erro absoluto médio calculado com os fatores utilizados atualmente foi de 35,9%, sendo ligeiramente superior aos valores encontrados com a metodologia proposta.

Considerando isso, os fatores de carga foram determinados conforme a Tabela 52:

Tabela 52 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Padaria Faixa > 500 kWh

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada média (kW)	Consumo médio (kWh)	Demanda máx. média (kW)	FC	FD
0 - 7	5,14	852,81	3,00	0,389635	0,582765
7 - 10	8,34	1132,00	4,19	0,370446	0,502220
10 - 15	11,88	1073,57	4,33	0,339497	0,364525
> 15	29,30	3028,28	18,43	0,225098	0,629058

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os valores de fatores de carga e de demanda encontrados levam a algumas observações, dentre elas podemos destacar:

- a) para cargas baixas o fator de demanda tende a ser muito alto, em virtude da pouca quantidade de equipamentos, sendo a maioria da carga voltada para refrigeração e/ou aquecimento. O fator de carga tende a ser baixo em virtude do horário de funcionamento das padarias, que varia entre os finais de tarde e à noite;
- b) para cargas mais altas, os consumos altos são em virtude do maior número de cargas de refrigeração e aquecimento aumenta, fazendo com que aumente o fator de demanda.

### 5.3.3 Validação

Com base nos valores determinados no item anterior, foram aplicados os procedimentos descritos no item 4.3.3 para cada uma das faixas de consumo da atividade.

#### 5.3.3.1 Faixa de consumo 0 - 200 kWh

Utilizando os fatores de carga determinados para cada faixa de carga instalada, têm-se os consumos estimados conforme Tabela 53:

Tabela 53 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Padaria faixa 0 – 200 kWh

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
0 – 2	0,78	149,58	0,20	0,98	111,60	25,4

Nota: Resultado da Pesquisa.

O erro absoluto médio ficou em torno de 25,4%.

Numa simulação considerando os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 54:

Tabela 54 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Padaria faixa 0 – 200 kWh

<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
0,78	149,58	0,32	0,54	98,39	34,2

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para essa simulação o erro absoluto médio foi de 34,2%.

Diante do exposto, percebe-se que a adoção dos fatores determinados pela pesquisa conduz a estimativas de consumo mais próximas do real que com os valores anteriores.

### 5.3.3.2 Faixa de consumo 200 – 500 kWh

Utilizando os fatores de carga determinados para cada faixa de carga instalada, têm-se os consumos estimados conforme Tabela 55:

Tabela 55 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Padaria faixa 200 – 500 kWh

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
0 – 4	3,23	338,58	0,26	0,72	440,7156	30,2
	4,89	451,67			282,7202	37,4
> 4	6,03	345,25	0,24	0,33	348,6305	1,0

Nota: Resultado da Pesquisa.

O erro absoluto médio ficou em torno de 34,2%.

Numa simulação considerando os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 56:

Tabela 56 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Padaria faixa 200 - 500 kWh

<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
3,23	338,58	0,32	0,54	406,81	20,2
4,89	451,67			616,84	36,6
6,03	345,25			760,65	120,3

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para essa simulação o erro absoluto médio foi de 59,0%.

Diante do exposto, percebe-se que a adoção dos fatores determinados pela pesquisa conduz a estimativas de consumo mais próximas do real que com os valores anteriores.

### 5.3.3.3 Faixa de consumo de > 500kWh

Utilizando os fatores de carga determinados para cada faixa de carga instalada, têm-se os consumos estimados conforme Tabela 57:

Tabela 57 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Padaria Faixa > 500 kWh

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto (%)</b>
0 - 7	4,30	949,42	0,37	0,50	580,72	38,8
	4,34	1181,83			586,12	50,4
	5,81	561,92			783,97	39,5
	6,71	556,92			905,51	62,6

Nota: Resultado da Pesquisa.

O erro absoluto médio ficou em torno de 47,8%.

Numa simulação considerando os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, os resultados encontrados podem ser vistos na Tabela 58:



Tabela 58 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com fatores utilizados atualmente: Padaria Faixa > 500 kWh

Carga instalada (kW)	Consumo médio (kWh)	FC	FD	Consumo estimado (kWh)	Erro absoluto (%)
4,30	949,42	0,32	0,54	542,42	42,9
4,34	1181,83			547,46	53,7
5,81	561,92			732,27	30,3
6,71	556,92			845,80	51,9

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para essa simulação o erro absoluto médio foi de 44,7%.

Diante do exposto, percebe-se que a adoção dos fatores determinados pela pesquisa conduz a estimativas de consumo mais distantes do real que com os valores anteriores.

#### 5.4 ANÁLISE DA METODOLOGIA APLICADA

A Tabela 59 apresenta o resumo com os fatores de carga e de demanda determinados na pesquisa, além de uma comparação dos erros absolutos médios com a metodologia utilizada atualmente.

Tabela 59 – Fatores de carga, fatores de demanda e erros absolutos médios determinados por faixa de consumo e faixas de carga

Atividade	FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)	Carga instalada (kW)	FD	FC	FD Atual	FC Atual	% Erro Absoluto médio (pesquisa)	% Erro Absoluto médio (atual)		
Bar	0 - 200	0 - 1	0,78	0,31	0,60	0,44	30,2	68,2		
		1 - 2	0,59	0,24						
		> 2	0,36	0,20						
	200 - 500	0 - 2	0,83	0,38					23,6	39,5
		2 - 3	0,65	0,33						
		> 3	0,47	0,27						
> 500	0 - 5	0,76	0,41	31,8	33,3					
	5 - 8	0,69	0,44							
	> 8	0,82	0,31							
Lanchonete	0 - 200	0 - 1	0,73	0,29	0,63	0,34	47,5	138,8		
		1 - 3	0,41	0,22						
		> 3	0,33	0,12						
	200 - 500	0 - 2	0,68	0,41					22,6	53,5
		2 - 3,5	0,51	0,31						
		> 3,5	0,38	0,23						
> 500	0 - 5,5	0,56	0,46	25,4	24,5					
	> 5,5	0,54	0,37							
	> 5,5	0,54	0,37							
Padaria	0 - 200	0 - 2	0,98	0,20	0,54	0,32	26,1	160,7		
		2 - 4	0,61	0,15						
		> 4	0,23	0,20						
	200 - 500	0 - 4	0,727	0,26					26,6	66,0
		> 4	0,33	0,24						
		> 4	0,33	0,24						
> 500	0 - 7	0,50	0,376	29,3	35,9					
	7 - 15	0,36	0,33							

Atividade	FAIXA DE CONSUMO (kWh/mês)	Carga instalada (kW)	FD	FC	FD Atual	FC Atual	% Erro Absoluto médio (pesquisa)	% Erro Absoluto médio (atual)
		> 15	0,62	0,22				

Nota: Resultado da Pesquisa.

É fácil de perceber que os valores apresentados representam um ganho notável de precisão com relação aos valores utilizados atualmente. Porém, em termos práticos a metodologia aplicada não é viável para a finalidade pretendida. Para atender à ANEEL e até por uma questão operacional, os fatores de carga e de demanda devem ser escalonados apenas pela carga instalada, até por que há uma contradição filosófica da metodologia. Se a intenção final é estimar os consumos de cada consumidor, este indicador não pode ser utilizado como premissa para determinação dos fatores de carga e de demanda, uma vez que não há como saber o consumo real de um consumidor que fraudar energia.

Um outro fator agravante é que dentro de uma mesma atividade as faixas de carga se sobrepõem, ficando impossível saber qual a faixa de carga correta a ser utilizada.

A maneira encontrada para resolver este problema é agrupando todos os consumidores de uma mesma atividade, sem distinção de faixa de consumo, de forma que a carga seja o único parâmetro necessário para a determinação dos fatores. Este método foi descartado no início da pesquisa, uma vez que havia uma tendência de que os erros associados fossem maiores do que os erros atuais, bem como os apresentados com primeira proposta, muito embora essa opção pareça conseguir reunir as condições práticas necessárias ao alcance do objetivo final da pesquisa.

#### 5.4.1 Adequação da metodologia aplicada

Para adequar a metodologia a uma forma aplicável que atendesse a regulação, foi modificada a forma de agrupamento dos consumidores em cada atividade, de forma que o requisito para a determinação dos fatores fosse apenas a carga instalada.

O primeiro passo foi juntar todos os consumidores de cada atividade em um grupo único e classificá-los por ordem crescente de carga instalada. A partir daí foram verificados os valores médios, máximos e mínimos de cada parâmetro analisado, além da verificação do desvio padrão, que mede o grau de dispersão dos valores amostrados. De um modo geral, os valores de desvio padrão encontrados para todas as atividades é próximo ou superior ao valor do consumo médio, o que significa uma dispersão elevada, com probabilidade de o erro absoluto ser alto.

O segundo passo foi determinar os fatores de carga e de demanda individuais dos consumidores e os valores médios por atividade. A partir daí, foi realizada a divisão da amostra de teste e da amostra de validação, compreendidos em 90% e 10% do total de consumidores amostrados. A divisão das amostras de teste e de validação respeitou o mesmo sorteio já realizado, de forma a manter a mesma base de dados para uma melhor comparação, O sorteio também levou em consideração as faixas de consumo, o que dá maior uniformidade à amostra. Não houve supressão de consumidores, uma vez que estão todos dentro de um mesmo grupo, sem distinção de faixa de consumo.

Com a amostra de teste definida, o próximo passo foi montar os gráficos de dispersão de forma a verificar a possibilidade de divisão por faixas de carga dentro das atividades, bem como exclusão de unidades que possuíssem características muito divergentes do restante da amostra.

Para a determinação dos fatores foi seguido o método descrito no item 4.3.2 e para a validação foi seguido o método descrito no item 4.3.3.

#### **5.4.2 Extrapolação da validação dos fatores**

Decidiu-se extrapolar a validação da metodologia para consumidores fora do Universo inicialmente estudado, em Feira de Santana, uma vez que se pretende aplicar a metodologia para todo o Estado da Bahia. Para realizar tal extrapolação, foram utilizados consumidores de todo o Estado classificados nas atividades estudadas, inspecionados e notificados com irregularidade nos últimos quatro anos (entre 2006 e 2009) e cuja cobrança de consumo retroativo se deu através da alínea “c” da resolução 456/2000.

Foi realizado um teste comparando-se a média de consumo verificada nos 12 meses após a regularização dos consumidores e o consumo calculado através dos fatores de carga e de demanda atuais e os fatores determinados na pesquisa, verificando-se o erro médio absoluto entre cada estimativa e o consumo real. Foram expurgados do teste os consumidores cortados após a regularização como também os consumidores que passaram a ser faturados pelo mínimo da fase, por não apresentarem registro de consumo ou apresentarem registros irreais de consumo, distorcendo o teste.

Para a realização do teste foi levado em consideração o fato de que muitos consumidores que praticam irregularidades costumam reduzir o consumo após a notificação e regularização pelas concessionárias, com intuito de não produzir prova contra si próprio em eventuais cobranças de consumo ou processos judiciais. Este fato pode distorcer o teste. Mesmo sabendo das dificuldades de se obter uma boa amostragem, esses dados foram coletados para realização da comparação.

A Tabela 60 mostra a quantidade de consumidores por região, notificados e autuados com irregularidades entre os anos de 2006 e 2009 por atividade.

Tabela 60 – Consumidores autuados com irregularidades das atividades Padaria, Bar e Lanchonete na Bahia entre os anos de 2006 e 2009

<b>CNAE</b>	<b>CA5221301</b>	<b>CA5224800</b>	<b>CF5522001</b>	<b>Total</b>
<b>Desc. Atividade</b>	<b>Padarias</b>	<b>Bares</b>	<b>Lanchonetes</b>	
Reg. Centro	14	396	333	743
Reg. Metropolitana	58	446	1.246	1.750
Reg. Sul	25	163	319	507
Reg. Norte	11	80	268	359
Reg. Oeste	8	33	95	136
Reg. Sudoeste	14	59	131	204
<b>Total geral</b>	<b>130</b>	<b>1.177</b>	<b>2.392</b>	<b>3.699</b>

Fonte: COELBA (2010).

Considerando apenas as unidades com cobrança de consumo realizada pela alínea “c”, expurgando-se os consumidores cortados e os consumidores faturando pelo mínimo da fase após a regularização, têm-se os resultados apresentados na Tabela 61.

Tabela 61 – Consumidores da Tabela 60, considerando apenas os consumidores com cobrança de consumo pela alínea “c”, expurgando-se os cortados e os com consumo mínimo após a regularização.

<b>CNAE</b>	<b>CA5221301</b>	<b>CA5224800</b>	<b>CF5522001</b>	<b>Total geral</b>
<b>Desc. Atividade</b>	<b>Padarias</b>	<b>Bares</b>	<b>Lanchonetes</b>	
Reg. Centro	0	74	41	115
Reg. Metropolitana	4	92	259	355
Reg. Sul	6	51	50	107
Reg. Norte	1	3	36	40
Reg. Oeste	1	7	6	14
Reg. Sudoeste	3	11	21	35
<b>Total geral</b>	<b>15</b>	<b>238</b>	<b>413</b>	<b>666</b>

Fonte: COELBA (2010).

### 5.4.3 Atividade BAR

#### 5.4.3.1 Análise dos dados

Conforme dados apresentados na Tabela 62 verifica-se que o desvio padrão é maior do que o valor médio para todos os itens. Essa constatação mostra o grau de dificuldade de se conseguir definir valores próximos da realidade, dado alto grau de dispersão da amostra.

Tabela 62 – Dados estatísticos extraídos da pesquisa de campo: Atividade Bar (nova proposta)

<b>Característica</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo mensal (kWh)</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>
Máximo	15,18	2.624,00	14,21
Mínimo	0,22	34,92	0,17
Médio	2,05	383,20	1,47
Desvio Padrão	2,06	448,40	1,65

Nota: Resultado da Pesquisa.

A análise do gráfico de dispersão amostral ANEXO I traz as seguintes percepções:

- a) há uma concentração de 74% das unidades com carga até 2,5 kW (183 das 248 unidades);
- b) há uma pequena quantidade de unidades com grande dispersão na relação consumo/carga das unidades com carga superior a 8,0 kW (6 das 248 unidades).

### 5.4.3.2 Determinação dos Fatores

Considerando a amostra de teste como tendo cerca de 90% da amostra total, tem-se 225 unidades extraídas para análise e determinação dos fatores, restando 23 unidades para validação. A Figura 13 mostra os gráficos de consumo versus carga instalada para o consumo médio real e para as estimativas realizadas através de simulações.

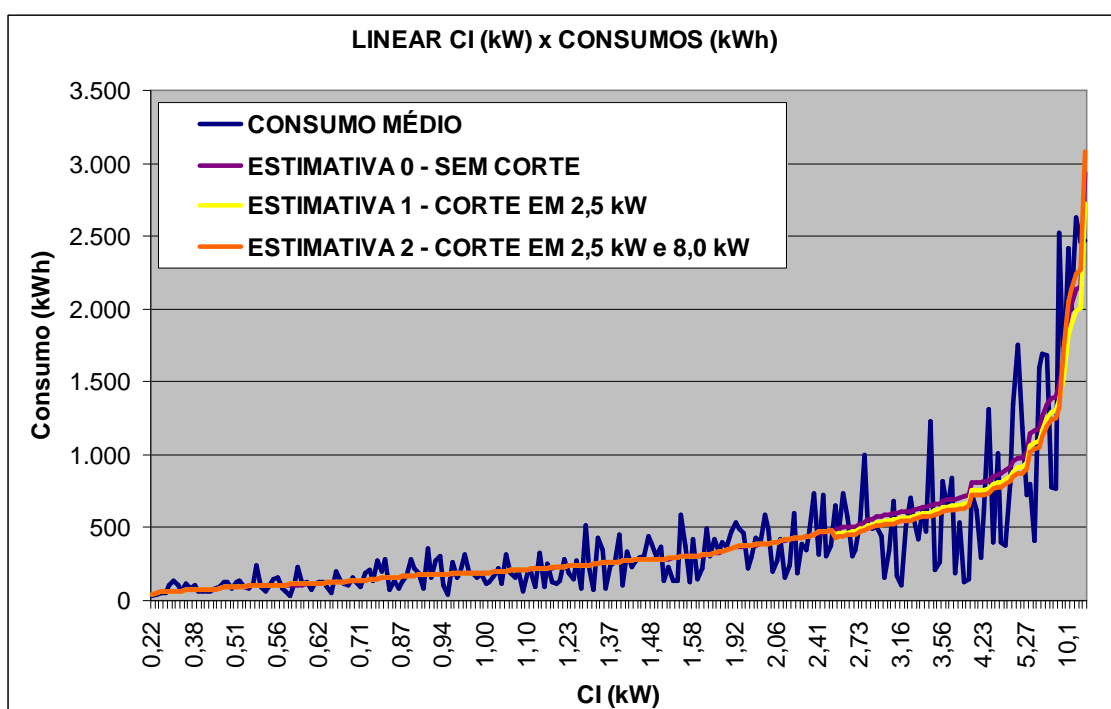


Figura 13 – Consumo Real e Estimativas: Atividade Bar (nova proposta)

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 63 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Atividade Bar (nova proposta)

<b>Simulação</b>	<b>Erro médio (%)</b>	<b>Erro absoluto médio (%)</b>
Aplicação dos fatores atuais	29,34%	51,20%
Estimativa 0 – Sem Corte	29,45%	51,25%
Estimativa 1 – Corte em 2,5 kW	27,03%	49,65%
Estimativa 2 – Corte em 2,5 kW e 8,0 kW	25,89%	48,79%

Nota: Resultado da Pesquisa.

Observa-se que a estimativa 2, com corte em dois pontos (2,5 kW e 8,0 kW) dividindo a amostra em três faixas de carga, conduz a um valor de erro absoluto

menor do que as demais estimativas, assim como menor erro em relação aos fatores utilizados atualmente. Porém, não é aconselhável utilizar esta estimativa, uma vez que a quantidade de amostras com carga superior a 8,0 kW é muito pequena e dispersa, não sendo significativa para garantir que os erros encontrados tenham validade.

Portanto, é mais aconselhável utilizar a estimativa 1 como parâmetro para a estimativa dos fatores de carga e de demanda, haja vista amostra mais significativa das unidades com carga superior a 2,5 kW.

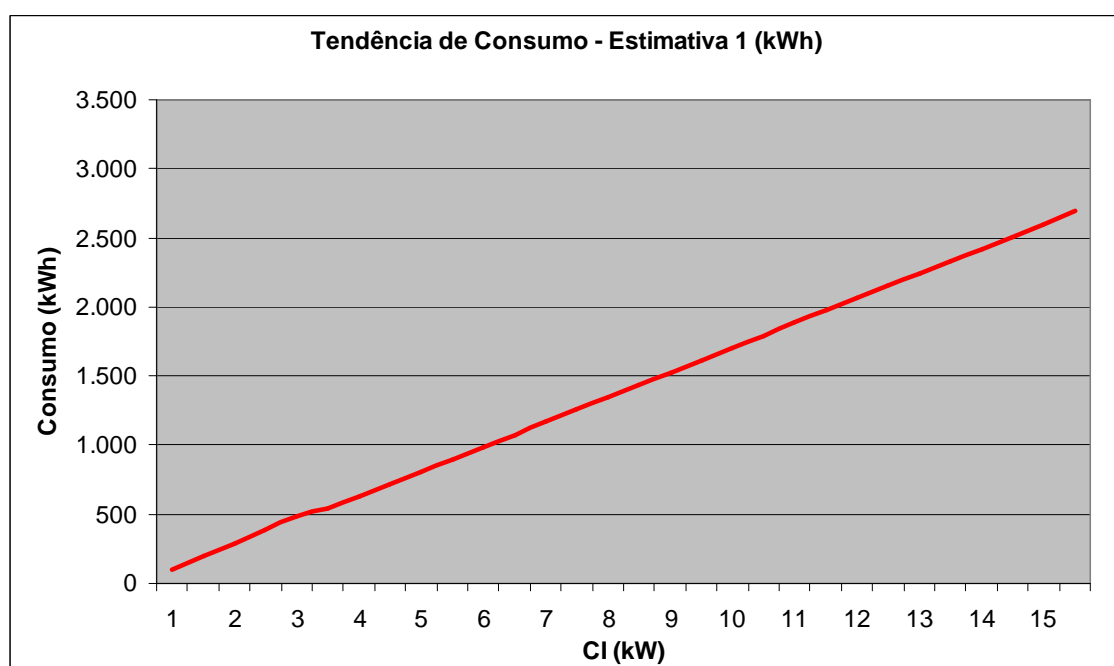


Figura 14 – Tendência de Consumo para a estimativa 01: Atividade Bar

Nota: Resultado da Pesquisa

A Figura 14 mostra a tendência de consumo para a estimativa 1 utilizando-se uma escala linear.

Considerando a estimativa 01 como sendo a que projeta a melhor tendência de consumo para a atividade BAR, seguem na Tabela 64, os valores de fatores de carga e de demanda calculados para as faixas de carga determinadas:

Tabela 64 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Atividade Bar (nova proposta)

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada média (kW)	Consumo médio (kWh)	Demanda máx. média (kW)	FD	FC

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada média (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>Demanda máx. média (kW)</b>	<b>FD</b>	<b>FC</b>
0 - 2,5	1,12	217,95	0,85	0,76	0,35
2,5 - 15,0	4,72	846,86	3,24	0,69	0,36

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os fatores de carga encontrados seguem uma tendência de crescimento muito pequeno. Essa característica demonstra que a relação demanda média / demanda máxima praticamente não se altera com o crescimento da carga instalada, mostrando uma característica uniforme da carga utilizada em todas as faixas de carga da atividade.

Já os fatores de demanda seguem uma tendência de decréscimo, demonstrando que há uma tendência de estabilização da máxima utilização de carga mesmo com o crescimento desta.

#### 5.4.3.3 Validação

Com base nos fatores determinados no item anterior utiliza-se a amostra de validação para testar a aderência da metodologia. Foram calculados os consumos estimados, os erros absolutos e o erro médio absoluto, conforme Tabela 65:

Tabela 65 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Atividade Bar (nova proposta)

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FD</b>	<b>FC</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto</b>
0 - 2,5	0,45	81,42	0,76	0,35	87,37	7 %
	0,52	84,25			100,96	20 %
	0,56	64,00			108,72	70 %
	0,62	150,58			119,40	21 %
	0,71	132,67			137,85	4 %
	0,76	124,83			147,55	18 %
	0,82	150,17			158,43	6 %
	1,12	230,67			216,48	6 %
	1,15	179,25			223,27	25 %
	1,15	188,67			223,27	18 %
	1,25	225,83			242,69	7 %
	1,30	207,58			252,40	22 %
	1,30	559,17			252,40	55 %
	1,45	351,50			280,84	20 %
	1,46	345,00			284,24	18 %
	1,53	253,25			296,08	17 %
	1,55	89,08			300,16	237 %
	1,74	481,83			337,43	30 %
	2,18	546,08			423,25	22 %



Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada (kW)	Consumo médio (kWh)	FD	FC	Consumo estimado (kWh)	Erro absoluto
2,0 - 15,0	2,89	520,25	0,69	0,36	518,22	0 %
	3,06	266,42			549,51	106 %
	3,52	1.013,42			631,90	38 %
	4,11	1.386,75			737,70	47 %
<b>Erro Absoluto Médio</b>						<b>35 %</b>

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para a simulação com os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, tem-se os resultados a seguir:

Tabela 66 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com aplicação dos fatores atuais: Atividade Bar

Carga instalada (kW)	Consumo médio (kWh)	FD	FC	Consumo estimado (kWh)	Erro absoluto
0,45	81,42	0,60	0,44	86,72	7 %
0,52	84,25			100,21	19 %
0,56	64,00			107,92	69 %
0,62	150,58			118,52	21 %
0,71	132,67			136,83	3 %
0,76	124,83			146,47	17 %
0,82	150,17			157,26	5 %
1,12	230,67			214,88	7 %
1,15	179,25			221,63	24 %
1,15	188,67			221,63	17 %
1,25	225,83			240,90	7 %
1,30	207,58			250,54	21 %
1,30	559,17			250,54	55 %
1,45	351,50			278,77	21 %
1,46	345,00			282,14	18 %
1,53	253,25			293,90	16 %
1,55	89,08			297,95	234 %
1,74	481,83			334,95	30 %
2,18	546,08			420,13	23 %
2,89	520,25			556,96	7 %
3,06	266,42			590,59	122 %
3,52	1.013,42			679,15	33 %
4,11	1.386,75			792,85	43 %
<b>Erro Absoluto Médio</b>					<b>36 %</b>

Nota: Resultado da Pesquisa.

Percebe-se que o erro absoluto médio para a proposta apresentada é um pouco inferior ao erro encontrado com os fatores atuais, mostrando maior aderência da metodologia proposta.

Os valores de erros apresentados indicam duas observações: uma é a confirmação do alto índice de dispersão da amostra sinalizado pelo desvio padrão, a

outra é que os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente estimam consumos muito próximos aos apresentados pela pesquisa.

#### 5.4.3.4 Extrapolação da validação para outras regiões

Considerando-se os 238 consumidores das outras regiões do Estado conforme Tabela 61, foi realizado o teste comparativo entre os erros absolutos encontrados com os fatores atuais e com a metodologia proposta, conforme mostra a Tabela 77 do ANEXO II. O erro encontrado com a metodologia proposta foi de 215%, sendo um pouco inferior aos 223,44% encontrados com os fatores utilizados atualmente.

Os erros encontrados mostram que a metodologia proposta pode ser utilizada em outras regiões da Bahia, pois apresenta valores mais próximos da realidade se comparados aos fatores atuais. Os altos valores de erros encontrados podem ser um indicativo de que os consumos registrados nos 12 primeiros meses após as regularizações dos consumidores são consumos inferiores aos consumos reais dos clientes, cujos motivos foram explicitados no item 5.5.1.

### 5.4.4 Atividade LANCHONETE

#### 5.4.4.1 Análise dos dados

Conforme dados apresentados na Tabela 67 verifica-se que o desvio padrão é maior do que o valor médio para todos os itens, maior inclusive do que a atividade Bar, aumentando ainda mais a probabilidade de erro, devido à dispersão dos valores.

Tabela 67 – Dados estatísticos extraídos da pesquisa de campo: Atividade Lanchonete (nova proposta)

<b>Característica</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo mensal (kWh)</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>
Máximo	37,87	5.915,08	19,70
Mínimo	0,20	23,58	0,17
Médio	2,67	365,05	1,39
Desvio Padrão	3,59	573,04	1,90

Nota: Resultado da Pesquisa.

A análise do gráfico de dispersão amostral ANEXO I traz as seguintes percepções:

- a) há uma concentração de 70% das unidades com carga até 3,1 kW (97 das 139 unidades);
- b) há uma grande dispersão na relação consumo/carga das unidades com carga superior a 3,1 kW;
- c) há uma pequena concentração de unidades com carga acima de 7 kW (05 das 139 unidades).

#### 5.4.4.2 Determinação dos Fatores

Foi excluída uma unidade com consumo de 5.915 kWh, considerado muito dispare em relação aos demais componentes da amostra.

Considerando a amostra de teste como tendo cerca de 90% da amostra total, tem-se 125 unidades extraídas para análise e determinação dos fatores, restando 13 unidades para validação. A Figura 15 mostra os gráficos de consumo versus carga instalada para o consumo médio real e para as estimativas realizadas através de simulações.

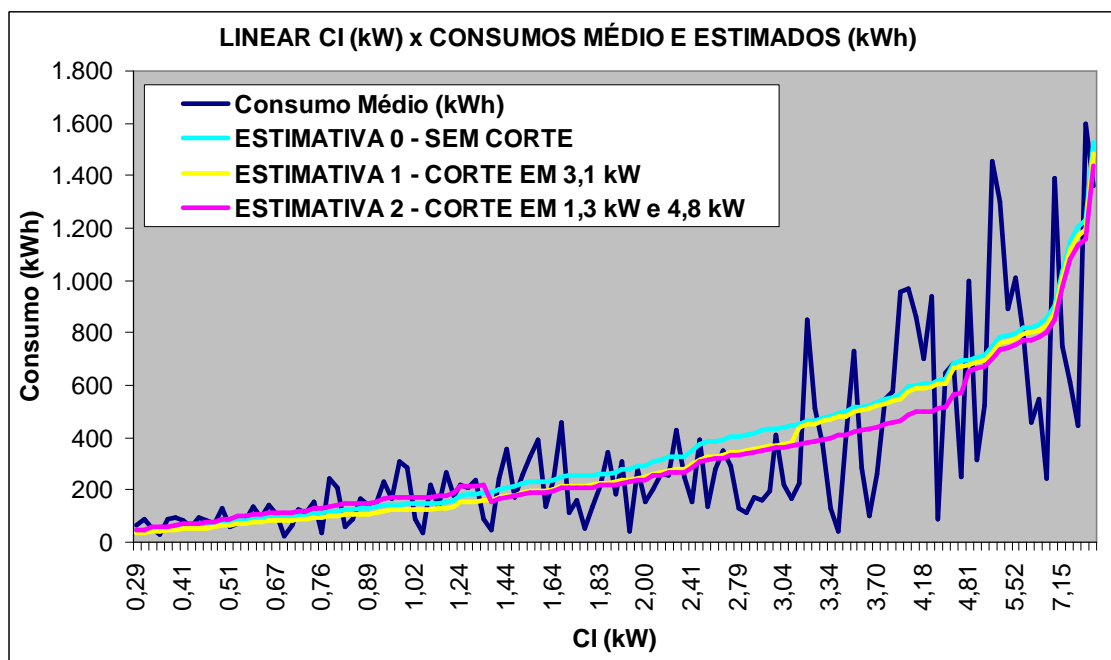


Figura 15 – Consumo Real e Estimativas: Atividade Lanchonete (nova proposta)

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 68 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Atividade Lanchonete (nova proposta)

<b>Simulação</b>	<b>Erro médio (%)</b>	<b>Erro absoluto médio (%)</b>
Aplicação dos fatores atuais	68,49%	88,76%
Estimativa 0 – Sem Corte	56,06%	81,49%
Estimativa 1 – Corte em 3,1 kW	40,06%	74,53%
Estimativa 2 – Corte em 1,3 kW e 4,8 kW	45,14%	71,29%

Nota: Resultado da Pesquisa.

Observa-se que a estimativa 2, com corte em dois pontos (1,3 kW e 4,8 kW) dividindo a amostra em três faixas de carga, conduz a um valor de erro absoluto menor do que as demais estimativas, assim como menor erro em relação aos fatores atuais.

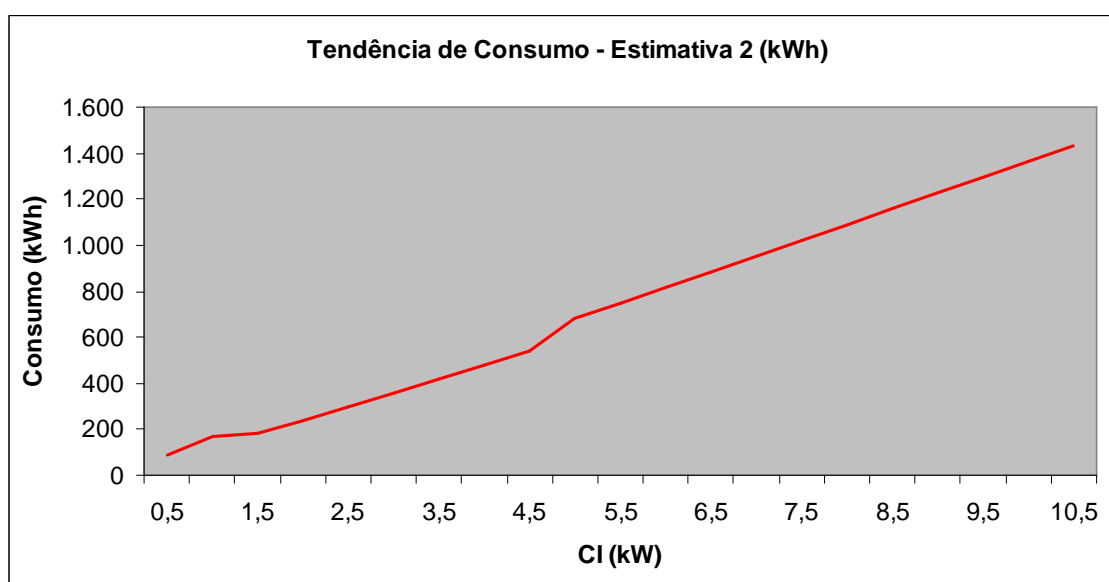


Figura 16 – Tendência de Consumo para a estimativa 02: Atividade Lanchonete

Nota: Resultado da Pesquisa

A Figura 16 mostra a tendência de consumo para a estimativa utilizando-se uma escala linear.

Considerando a estimativa 2 como sendo a melhor divisão de faixas de carga, seguem na Tabela 69 os valores de fatores de carga e de demanda calculados:

Tabela 69 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Atividade Lanchonete (nova proposta)

<b>Faixa de carga instalada (kW)</b>	<b>Carga instalada média (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>Demanda máx. média (kW)</b>	<b>FD</b>	<b>FC</b>
0 - 1,3	0,75	128,17	0,56	0,74	0,31
1,3 - 4,8	2,74	327,20	1,34	0,49	0,33

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada média (kW)	Consumo médio (kWh)	Demanda máx. média (kW)	FD	FC
4,8   10,5	6,34	863,67	3,07	0,49	0,38

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os fatores de carga encontrados seguem uma tendência de crescimento com o aumento de carga instalada. Isso mostra maior utilização média da carga, quanto maior for esta. Isso pode ser caracterizado por maior utilização de cargas ligadas durante maiores intervalos de tempo, como cargas de refrigeração.

Já os fatores de demanda seguem uma tendência de decréscimo, demonstrando que há uma tendência de estabilização da máxima utilização de carga mesmo com o crescimento desta.

#### 5.4.4.3 Validação

Com base nos fatores determinados no item anterior utiliza-se a amostra de validação para testar a aderência da metodologia. Foram calculados os consumos estimados, os erros absolutos e o erro médio absoluto, conforme Tabela 70:

Tabela 70 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Atividade Lanchonete (nova proposta)

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada (kW)	Consumo médio (kWh)	FD	FC	Consumo estimado (kWh)	Erro absoluto
0,0   1,3	0,20	32,33	0,74	0,31	34,03	5,24%
	0,41	62,58			69,76	11,46%
	0,45	91,58			76,56	16,40%
	0,71	92,17			120,80	31,06%
	0,79	252,42			134,41	46,75%
	1,14	163,17			193,95	18,87%
	1,24	416,50			210,63	49,43%
1,3   4,8	1,55	884,08	0,49	0,33	185,43	79,03%
	1,60	73,33			217,37	196,41%
	1,76	339,00			239,86	29,25%
	2,51	288,75			342,07	18,46%
	4,72	597,67			643,25	7,63%
	4,74	668,75			645,29	3,51%
<b>Erro Absoluto Médio</b>						<b>39,50%</b>

Nota: Resultado da Pesquisa

Para a simulação com os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, têm-se os resultados apresentados na Tabela 71:

Tabela 71 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com aplicação dos fatores atuais da Atividade Lanchonete

<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo médio (kWh)</b>	<b>FD</b>	<b>FC</b>	<b>Consumo estimado (kWh)</b>	<b>Erro absoluto</b>
0,20	32,33	0,63	0,34	31,27	3,28%
0,41	62,58			64,11	2,44%
0,45	91,58			70,36	23,17%
0,71	92,17			111,02	20,46%
0,79	252,42			123,53	51,06%
1,14	163,17			178,26	9,25%
1,24	416,50			193,58	53,52%
1,55	884,08			242,37	72,59%
1,60	73,33			249,40	240,10%
1,76	339,00			275,20	18,82%
2,51	288,75			392,48	35,92%
4,72	597,67			738,05	23,49%
4,74	668,75			740,39	10,71%
<b>Erro Absoluto Médio</b>					<b>43,45%</b>

Nota: Resultado da Pesquisa

Percebe-se que o erro absoluto médio para a proposta apresentada é um pouco inferior ao erro encontrado com os fatores atuais, mostrando maior aderência da metodologia proposta.

Os valores de erros apresentados indicam duas observações: uma é a confirmação do alto índice de dispersão da amostra sinalizado pelo desvio padrão, a outra é que os fatores de carga e de demanda utilizados pela pesquisa estimam consumos com quase 20% a menos de erro absoluto do que com os fatores atuais.

#### 5.4.4.4 Extrapolação da validação para outras regiões

Considerando-se os 413 consumidores das outras regiões do Estado conforme Tabela 61, foi realizado o teste comparativo entre os erros absolutos encontrados com os fatores atuais e com a metodologia proposta, conforme mostra a

Tabela 78 do ANEXO II. O erro encontrado com a metodologia proposta foi de 150,11%, sendo um pouco inferior aos 188,20% encontrados com os fatores utilizados atualmente.

Os erros encontrados mostram que a metodologia proposta pode ser utilizada em outras regiões da Bahia, pois apresenta valores mais próximos da realidade se comparados aos fatores atuais. Os altos valores de erros encontrados podem ser um indicativo de que os consumos registrados nos 12 primeiros meses após as regularizações dos consumidores são consumos inferiores aos consumos reais dos clientes, cujos motivos foram explicitados no item 5.5.1.

#### 5.4.5 Atividade PADARIA

##### 5.4.5.1 Análise dos dados

Conforme dados apresentados na Tabela 72 verifica-se que o desvio padrão é igual a praticamente 100% do valor médio para os itens Carga instalada e Consumo mensal, e igual a 125% do valor médio da demanda máxima, aumentando a probabilidade de erro, devido à dispersão dos valores.

Tabela 72 – Dados estatísticos extraídos da pesquisa de campo: Atividade Padaria (nova proposta)

<b>Característica</b>	<b>Carga instalada (kW)</b>	<b>Consumo mensal (kWh)</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>
Máximo	44,27	4.886,42	31,23
Mínimo	0,34	51,58	0,33
Médio	6,84	770,24	3,59
Desvio Padrão	6,81	759,82	4,48

Nota: Resultado da Pesquisa.

A análise do gráfico de dispersão amostral ANEXO I traz as seguintes percepções:

- a) há uma concentração de 94% das unidades com carga até 15,0 kW (81 das 86 unidades);
- b) há um aumento na dispersão na relação consumo/carga das unidades com carga superior a 6,0 kW;

##### 5.4.5.2 Determinação dos Fatores

Considerando a amostra de teste como tendo cerca de 90% da amostra total, tem-se 78 unidades extraídas para análise e determinação dos fatores, restando 08 unidades para validação. A Figura 17 mostra os gráficos de consumo versus carga instalada para o consumo médio real e para as estimativas realizadas através de simulações.

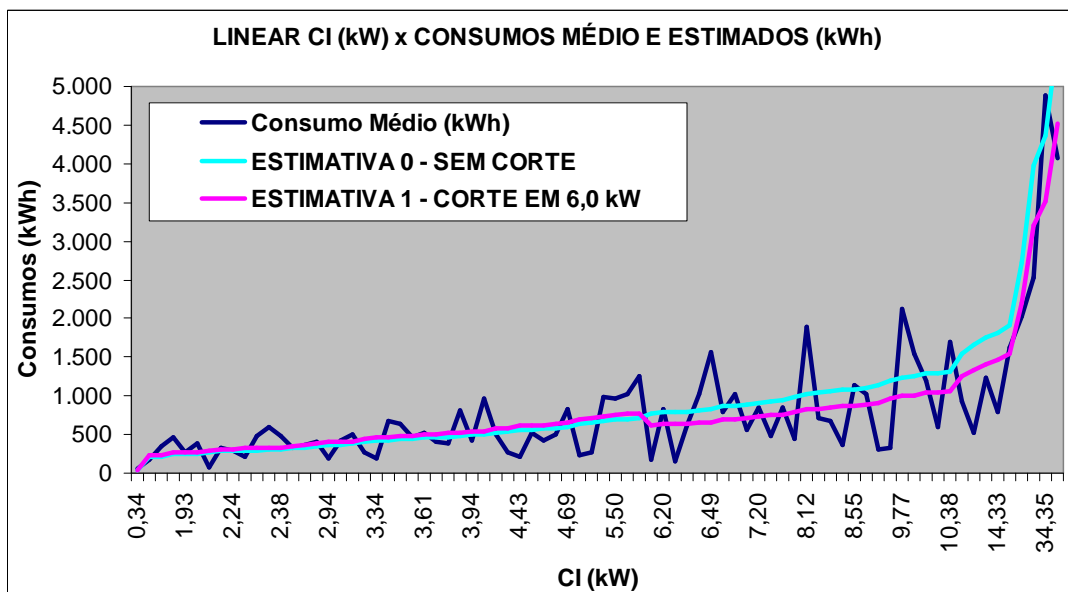


Figura 17 – Consumo Real e Estimativas: Atividade Padaria (nova proposta)

Nota: Resultado da Pesquisa

Os valores de erros associados às simulações realizadas foram:

Tabela 73 – Erros das simulações em relação ao consumo médio mensal: Atividade Padaria (nova proposta)

<b>Simulação</b>	<b>Erro médio (%)</b>	<b>Erro absoluto médio (%)</b>
Aplicação dos fatores atuais	38,11%	61,92%
Estimativa 0 – Sem Corte	38,87%	62,31%
Estimativa 1 – Corte em 6,0 kW	29,87%	54,78%

Nota: Resultado da Pesquisa.

Observa-se que a estimativa 1, com corte em um ponto (6,0 kW) dividindo a amostra em duas faixas de carga, conduz a um valor de erro absoluto menor do que as demais estimativas, assim como menor erro em relação aos fatores atuais.



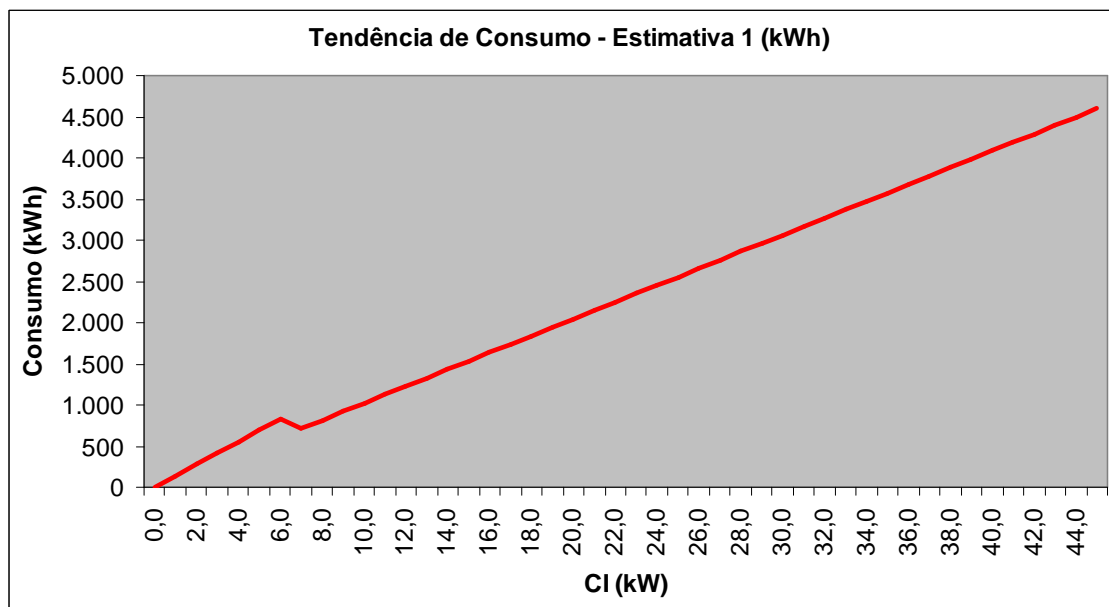


Figura 18 – Tendência de Consumo para a estimativa 01: Atividade Padaria

Nota: Resultado da Pesquisa

A Figura 18 mostra a tendência de consumo para a estimativa utilizando-se uma escala linear.

Considerando a estimativa 01 como sendo a melhor divisão de faixas de carga, seguem na Tabela 74 os valores de fatores de carga e de demanda calculados:

Tabela 74 – Fatores de carga (FC) e de demanda (FD) calculados: Atividade Padaria (nova proposta)

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada média (kW)	Consumo médio (kWh)	Demanda máx. média (kW)	FD	FC
0   6,0	3,37	467,71	2,08	0,62	0,31
6,0   45,0	11,63	1188,40	5,71	0,49	0,28

Nota: Resultado da Pesquisa.

Os fatores de carga encontrados seguem uma tendência de queda com o aumento de carga instalada. Isso mostra menor utilização média da carga, quanto maior for esta. Isso pode ser caracterizado por maior utilização de cargas ligadas durante menores intervalos de tempo como cilindros, masseiras e modeladoras e fornos elétricos.

Os fatores de demanda também seguem uma tendência de decréscimo, demonstrando que há uma tendência de estabilização da máxima utilização de carga mesmo com o crescimento desta.

#### 5.4.5.3 Validação

Com base nos fatores determinados no item anterior utiliza-se a amostra de validação para testar a aderência da metodologia. Foram calculados os consumos estimados, os erros absolutos e o erro médio absoluto, conforme Tabela 75:

Tabela 75 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com novos fatores: Atividade Padaria (nova proposta)

Faixa de carga instalada (kW)	Carga instalada (kW)	Consumo médio (kWh)	FD	FC	Consumo estimado (kWh)	Erro absoluto
0,0   6,0	0,78	149,58	0,62	0,31	108,14	27,71%
	3,23	338,58			447,11	32,05%
	4,30	949,42			596,15	37,21%
	4,34	1.181,83			601,69	49,09%
	4,89	451,67			677,95	50,10%
6,0   45,0	5,81	561,92	0,49	0,28	804,80	43,22%
	6,03	345,25			615,97	78,41%
	6,71	556,92			684,92	22,98%
<b>Erro Absoluto Médio</b>						<b>42,60%</b>

Nota: Resultado da Pesquisa.

Para a simulação com os fatores de carga e de demanda utilizados atualmente, tem-se os resultados apresentados na Tabela 76:

Tabela 76 – Estimativa do consumo para as unidades da amostra de validação com aplicação dos fatores atuais da Atividade Lanchonete

Carga instalada (kW)	Consumo médio (kWh)	FD	FC	Consumo estimado (kWh)	Erro absoluto
0,78	149,58	0,54	0,32	98,39	34,22%
3,23	338,58			406,81	20,15%
4,30	949,42			542,42	42,87%
4,34	1.181,83			547,46	53,68%
4,89	451,67			616,84	36,57%
5,81	561,92			732,27	30,32%
6,03	345,25			760,65	120,32%
6,71	556,92			845,80	51,87%
<b>Erro Absoluto Médio</b>					<b>48,75%</b>

Nota: Resultado da Pesquisa

Percebe-se que o erro absoluto médio para a proposta apresentada é um pouco inferior ao erro encontrado com os fatores atuais, mostrando maior aderência da metodologia proposta.

Os valores de erros apresentados indicam duas observações: uma é a confirmação do alto índice de dispersão da amostra sinalizado pelo desvio padrão, a outra é que os fatores de carga e de demanda utilizados pela pesquisa estimam consumos com quase 7% a menos de erro absoluto do que com os fatores atuais.

#### 5.4.5.4 Extrapolação da Validação

Considerando-se os 15 consumidores das outras regiões do Estado conforme Tabela 61, foi realizado o teste comparativo entre os erros absolutos encontrados com os fatores atuais e com a metodologia proposta, conforme mostra a Tabela 79 do ANEXO II. O erro encontrado com a metodologia proposta foi de 188,99%, sendo um pouco inferior aos 239,44% encontrados com os fatores utilizados atualmente.

Os erros encontrados mostram que a metodologia proposta pode ser utilizada em outras regiões da Bahia, pois apresenta valores mais próximos da realidade se comparados aos valores calculados com os fatores atuais. Os altos valores de erros encontrados podem ser um indicativo de que os consumos registrados nos 12 primeiros meses após as regularizações dos consumidores são consumos inferiores aos consumos reais dos clientes, cujos motivos foram explicitados no item 5.5.1.

## 6 CONCLUSÃO

A metodologia desenvolvida nesta pesquisa mostrou-se bastante aceitável para atender os requisitos da ANEEL no que diz respeito à estimativa de consumo para recuperação de perdas não-técnicas de energia elétrica, tendo como único parâmetro a carga instalada nas unidades consumidoras. Apesar de que este não é e nem deve ser o único parâmetro para a determinação de consumos de energia elétrica, conforme mostrou a pesquisa, pela grande dispersão na relação carga versus consumo encontrada no plano amostral. Porém ainda é utilizado por ser o mais fácil indicador de medição durante os serviços de campo realizados pelas concessionárias.

A definição do Universo de estudo apenas no município de Feira de Santana, em virtude das limitações de ordem técnica, financeira e de prazo de conclusão, pode ser considerada como aceitável para utilização da metodologia em todo o Estado da Bahia, se considerar as atividades comerciais pesquisadas. Só tivemos certeza desta afirmação após validar-se os testes de aderência para consumidores de outras regiões do Estado e confirmar-se para todos os casos que houve diminuição na margem de erro dos cálculos.

A divisão das amostras de cada atividade por faixa de consumo proporcionou um plano amostral homogêneo para que diminuíssem os riscos de vícios nas amostras. Entretanto, esta divisão não deve acontecer para a definição dos fatores de carga e de demanda, para que não haja ambigüidade de fatores, conforme analisado no item 5.4. O agrupamento único por atividade com divisão apenas por faixa de carga mostrou-se menos preciso, porém com melhor aplicação prática, conforme recomenda a ANEEL.

Os fatores de carga e de demanda determinados na pesquisa, escalonados por faixa de carga mostraram maior precisão para as estimativas de consumo comparadas aos consumos reais das unidades consumidoras com relação aos fatores utilizados atualmente. Esta conclusão pode levar a duas observações: uma de que o escalonamento por faixa de carga diminui a margem de erro das estimativas de consumo e a outra de que periodicamente devem ser realizados novos estudos para redimensionar os fatores de carga e de demanda, uma vez que

o comportamento do consumo de energia elétrica varia de acordo com o tempo por diversos fatores.

As margens de erro encontradas nas amostras de teste e nas amostras de validação, apesar de serem menores do que as praticadas atualmente, são muito altas, levando-se a afirmação de que a carga não é o único fator relevante para a determinação do consumo de uma unidade consumidora de energia elétrica. Além deste, fatores econômicos, sociais e culturais de uma região influenciam diretamente no comportamento de consumo.

Como desenvolvimento futuro para este trabalho sugere-se estudar outros fatores de forma a verificar sua influência no consumo de energia elétrica. O autor sugere estudar fatores como faturamento das empresas consumidoras de energia e PIB per capita da região. Sugere-se também aplicar a mesma metodologia desta pesquisa em outras atividades comerciais ou industriais com histórico de irregularidades de energia encontradas, como mercados, frigoríficos, fábricas de gelo e cerâmicas. Uma outra sugestão seria uma pesquisa para determinar os pontos ótimos de corte para as curvas de carga, de forma que os erros encontrados sejam mínimos.

## REFERÊNCIAS

ARAÚJO, A. C. M.. **Perdas e inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil**. 2007. 124 f. Tese (Doutorado) - Ufrj, Rio de Janeiro, 2007.

ASSIS, E. W. B.. **Aspectos jurídicos da fraude de energia elétrica**. 2009. 56 f. Monografia (Graduação) - Curso de Direito, Ceut, Teresina, 2009.

BASTOS, P. R. F. de M.; DANTAS, P. R. P.; SILVEIRA, M.. Fatores de carga e de demanda típicos de consumidores residenciais de baixa tensão: região metropolitana de Salvador. In: IEEE T&D LATIN AMERICA, 2004, São Paulo. **Anais...** São Paulo: 2004. CD-ROM.

BOLFARINE, Heleno; BUSSAB, Wilton O.. **Elementos de amostragem**. São Paulo: Edgard Blücher, 2005.

BRASIL. **Decreto-Lei n. 2.848, de 7 de Dezembro de 1940. Código penal**. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/decreto-lei/Del2848compilado.htm>>. Acesso em: 20 maio 2009.

BRASIL. **Lei n. 8.987, de 13 de Fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências**. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L8987cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8987cons.htm)>. Acesso em: 20 maio 2009.

BRASIL. **Lei n. 9.427, de 26 de Dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências**. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L9427cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427cons.htm)>. Acesso em: 22 maio 2009.

BRASIL. **Nota Técnica n.026, de 23 de maio de 2006. Tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição de energia elétrica**. ANEEL. Disponível em: <[http://forum.aneel.gov.br/forums\\_sql/Attachment.cfm?CFID=975&CFTOKEN=95724905&CFApp=1&IdeAnexos=1103](http://forum.aneel.gov.br/forums_sql/Attachment.cfm?CFID=975&CFTOKEN=95724905&CFApp=1&IdeAnexos=1103)>. Acesso em: 22 Junho 2009.

BRASIL. **Por Dentro da Conta de Luz: Informação de utilidade pública**. Ministério de Minas de Energia. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha\\_1p\\_atual.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_1p_atual.pdf)>. Acesso em: 18 maio 2009.

BRASIL. **Portaria N° 1.226, de 6 de Abril de 2009. Aprova a criação da Súmula ANEEL nº. 009, que trata da utilização adequada do art. 72, inciso IV, da Resolução nº. 456/2000, referente à cobrança de diferença de consumo decorrente de irregularidade na medição**. ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt20091226.pdf>>. Acesso em: 12 jun. 2009.

BRASIL. **Resolução nº. 456, de 29 de Novembro de 2000. Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia**

**Elétrica.** ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000456.pdf>>. Acesso em: 12 maio 2009.

BRASIL. **Resolução Normativa nº. 234, de 31 de Outubro de 2006. Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.** ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006234.pdf>>. Acesso em: 18 maio 2009.

BRASIL. **Cadernos Temáticos - Tarifas do fornecimento de energia elétrica.** ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>>. Acesso em: 18 maio 2009.

COELBA. **CMK 01.02: Instrução de serviço para cálculo de diferença de consumo de energia por fraude ou por erro de responsabilidade da COELBA.** Salvador: Normativo Interno, 1999.

DANTAS, P. R. P.. **Avaliação de perdas de energia elétrica não-técnicas – metodologia aplicada no município de Salvador/BA.** 2002. 96 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Regulação da Indústria de Energia, Unifacs, Salvador, 2002.

DOWNING, D.; CLARK, J.. **Estatística Aplicada.** São Paulo: Saraiva, 2000.

ELETROBRÁS. **Desempenho dos Sistemas de Distribuição.** Rio de Janeiro: Campus - Eletrobrás, 1982.

GEMIGNANI, M. M. F. et al. Desenvolvimento de sistema de estimativa de consumo para recuperação de receitas. In: IV CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA, 2007, Araxá. **Anais ...** Araxá: 2007. CD-ROM.

GEMIGNANI, M. M. F. et al. Estimativa de perdas comerciais através da análise de comportamento dos consumidores. In: XIII ERIAC - DÉCIMO TERCER ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ, 2009, Puerto Iguazú. **Anais...** Puerto Iguazú: 2009. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C5/C5-08.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2009.

HAIR JUNIOR, J. F. et al. **Análise Multivariada de Dados.** Porto Alegre: Bookman, 2000.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Cadernos de política tarifária - Política Tarifária e Regulação por Incentivos.** Disponível em: <[http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/estudos/Caderno\\_01\\_Regulacao\\_por\\_Incentivos.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/estudos/Caderno_01_Regulacao_por_Incentivos.pdf)>. Acesso em: 15 maio 2009.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Cadernos de política tarifária - Perdas e Inadimplência no Setor Elétrico.** Disponível em: <[http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/estudos/Caderno\\_05\\_Perdas\\_e\\_Inadimplencia.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/estudos/Caderno_05_Perdas_e_Inadimplencia.pdf)>. Acesso em: 15 maio 2009.

NADER, V.. **Setor Elétrico: uma história de descaminhos**. Correio da Cidadania. Disponível em: <<http://www.correiodacidade.com.br/content/view/781/112/>>. Acesso em: 05 jun. 2009.

PIANA, C. F. B.; MACHADO, A. M.; SELAU, L. P. R.. **Estatística Básica**. Pelotas: Apostila, 2009. 221 p.

ROSA, J. M. Corrêa da et al. **Estatística**. Curitiba: Apostila, 2009. 154 p.

SOARES, J. F.; FARIAS, A. A. de; CESAR, C. C.. **Introdução à Estatística**. Rio de Janeiro: Ltc, 2002.

SPIEGEL, M. R.. **Estatística**. São Paulo: Makron Books, 1993.

VIALI, L.. **Amostragem & Estimação**. Disponível em: <[http://www.inf.ufsc.br/~pssb/Download/Apostila3\\_Amostr\\_Estim.pdf](http://www.inf.ufsc.br/~pssb/Download/Apostila3_Amostr_Estim.pdf)>. Acesso em: 29 maio 2008.

VIEIRA, A. et al. **Métodos e técnicas de amostragem**. Disponível em: <<http://claracoutinho.wikispaces.com/M%C3%A9todos+e+T%C3%A9cnicas+de+Amostragem>>. Acesso em: 14 abr. 2008.

YIN, Robert K.. **Estudo de Caso: Planejamento e Métodos**. Porto Alegre: Bookman, 2005.



### APÊNDICE A – Gráficos de Dispersão

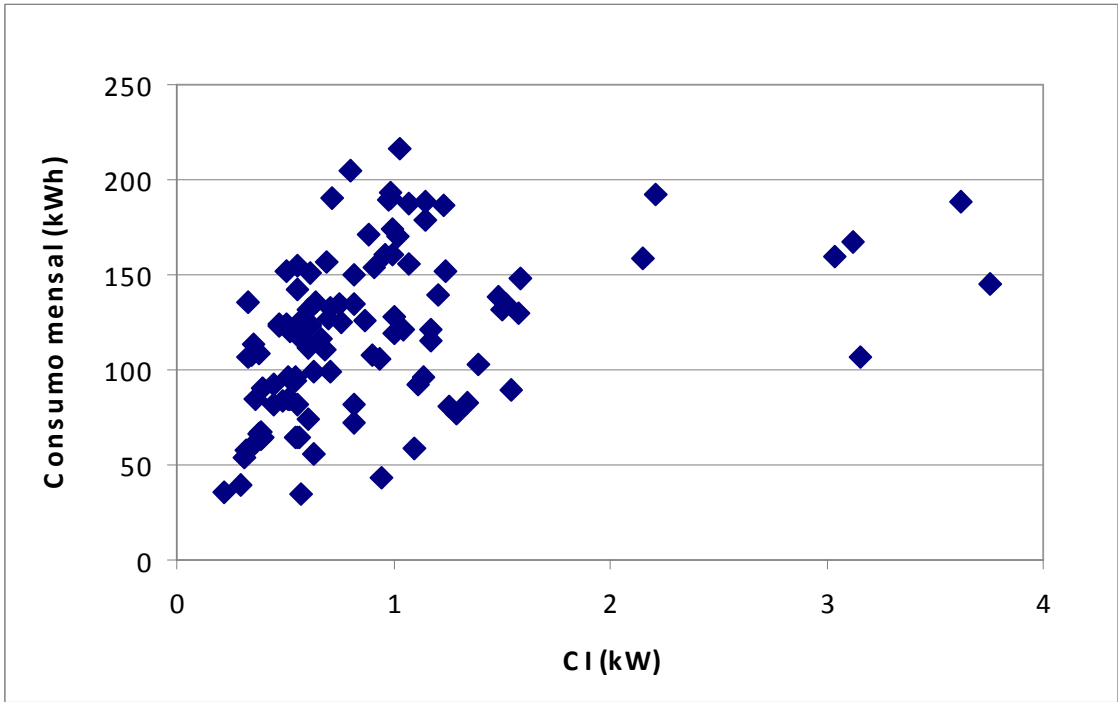


Figura 19 – Dispersão kWh x kW: Bar faixa 0 - 200kW

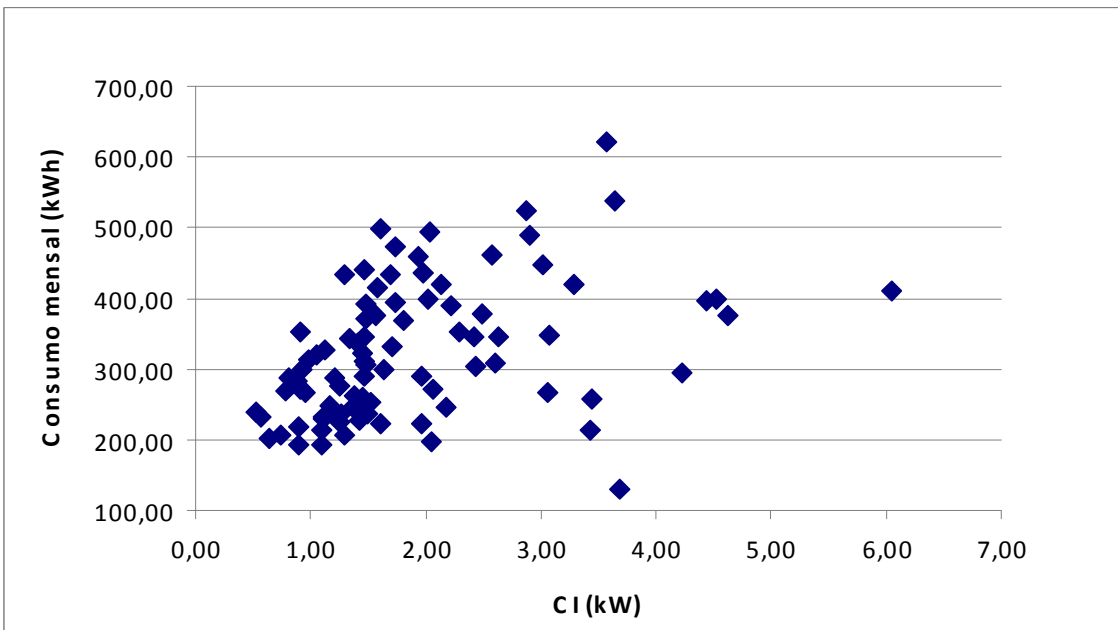


Figura 20 – Dispersão kWh x kW: Bar faixa 200 - 500kW

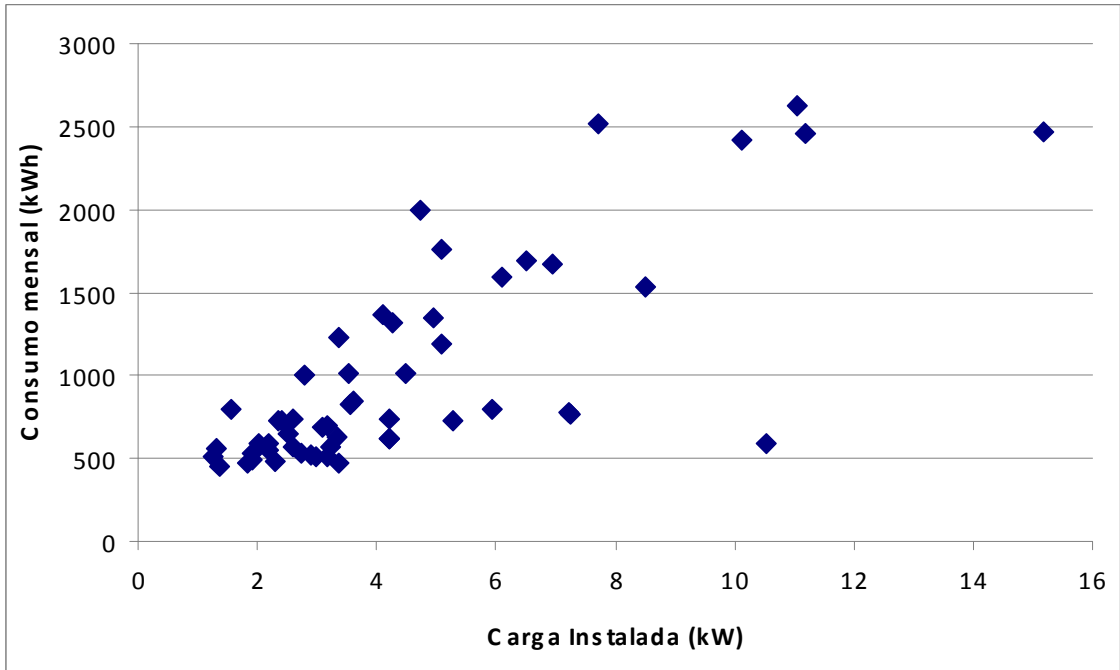


Figura 21 – Dispersão kWh x kW: Bar faixa > 500kW

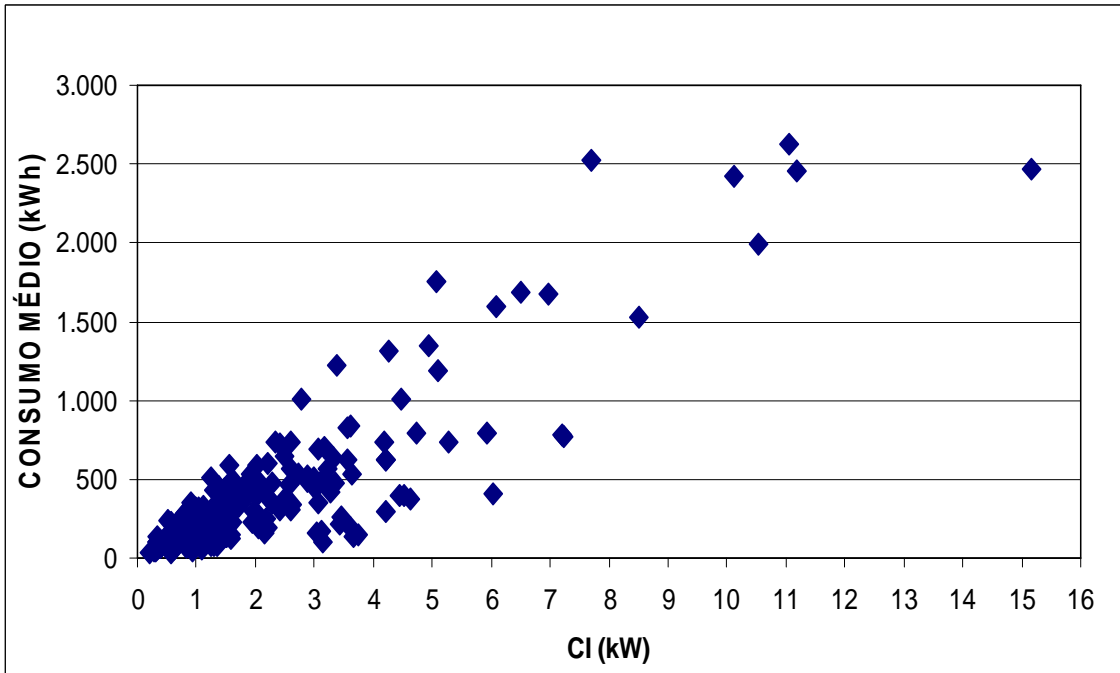


Figura 22 – Dispersão kWh x kW: Bar (agrupado)

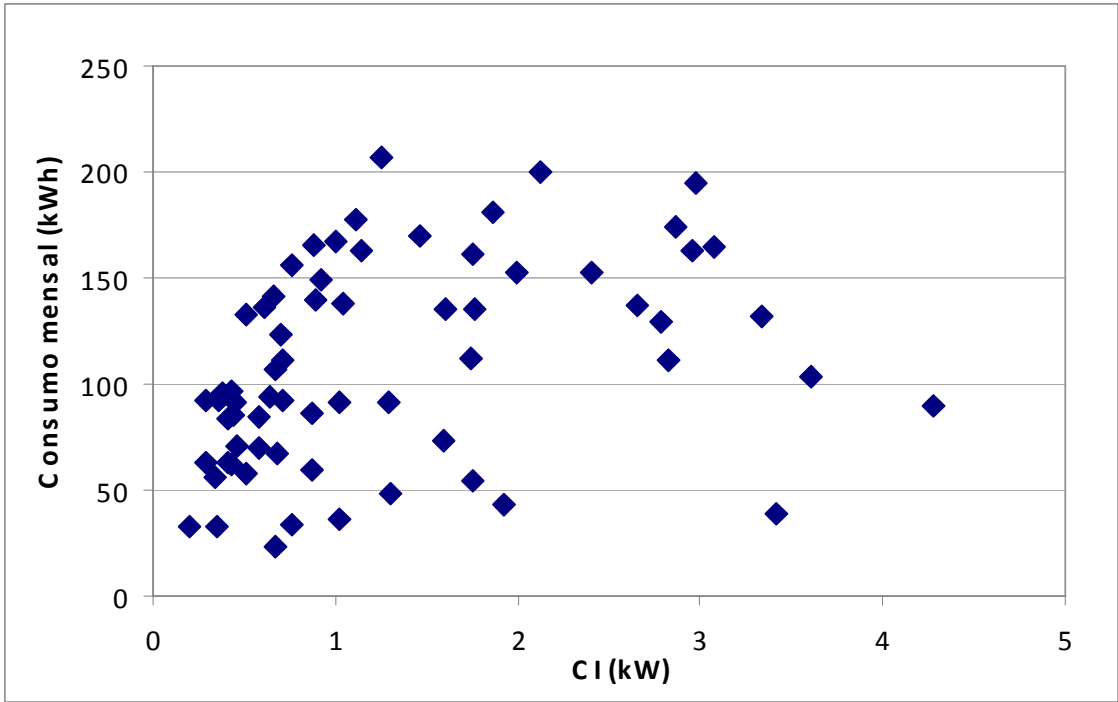


Figura 23 – Dispersão kWh x kW: Lanchonete Faixa 0 | 200kW

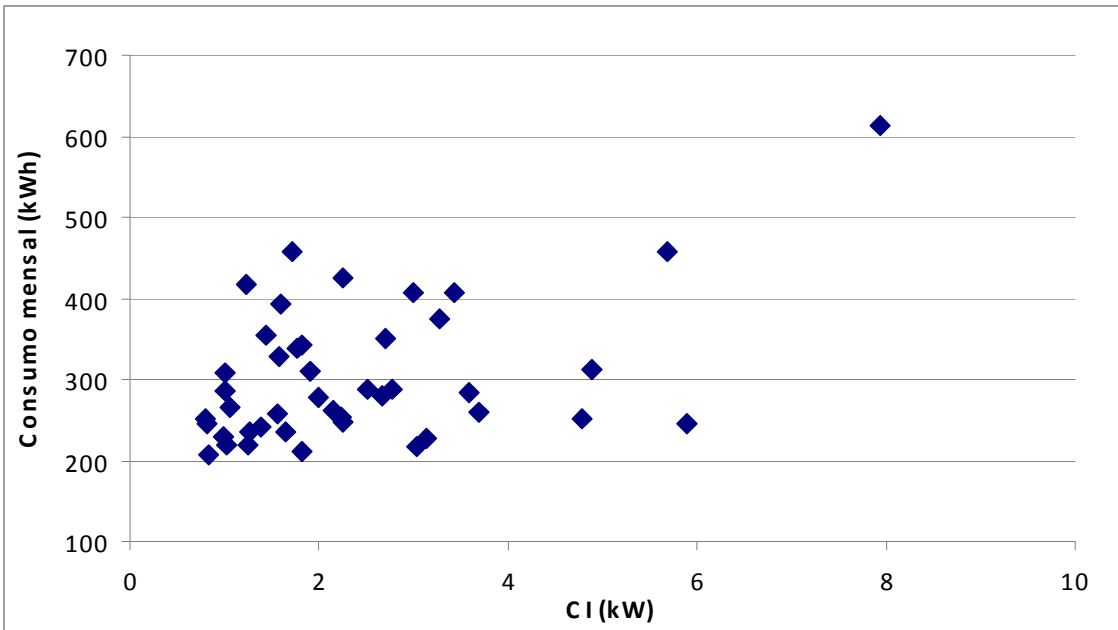


Figura 24 – Dispersão kWh x kW: Lanchonete Faixa 200 | 500kW

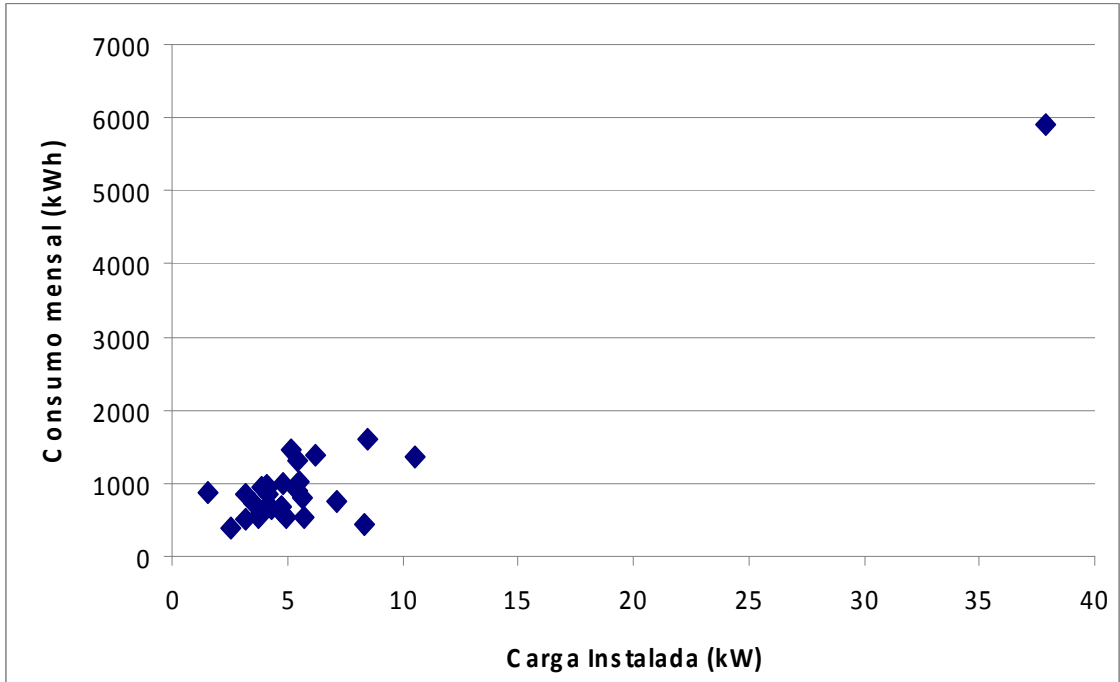


Figura 25 – Dispersão kWh x kW: Lanchonete Faixa > 500kW

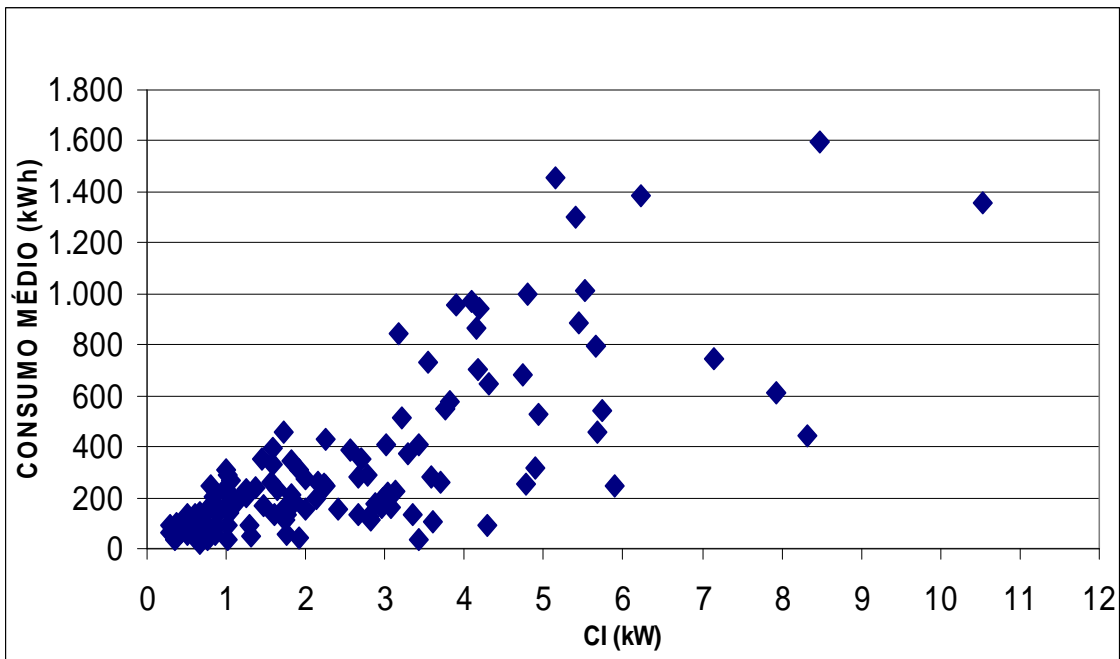


Figura 26 – Dispersão kWh x kW: Lanchonete (agrupado)

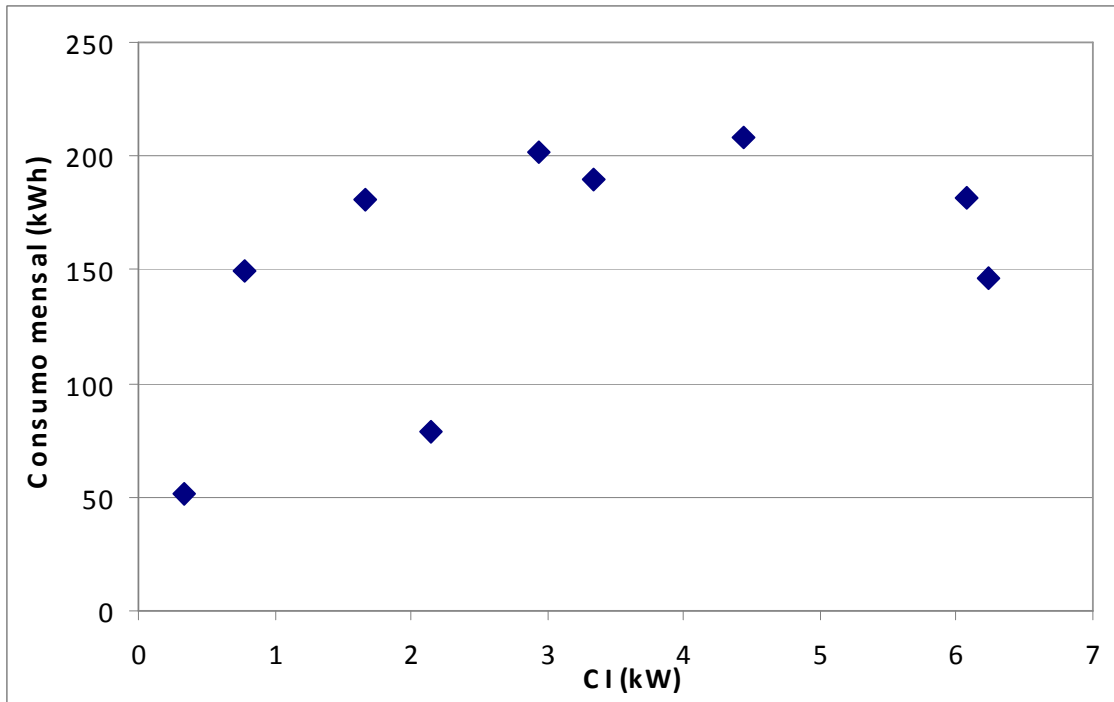


Figura 27 – Dispersão kWh x kW: Padaria Faixa 0-200kW

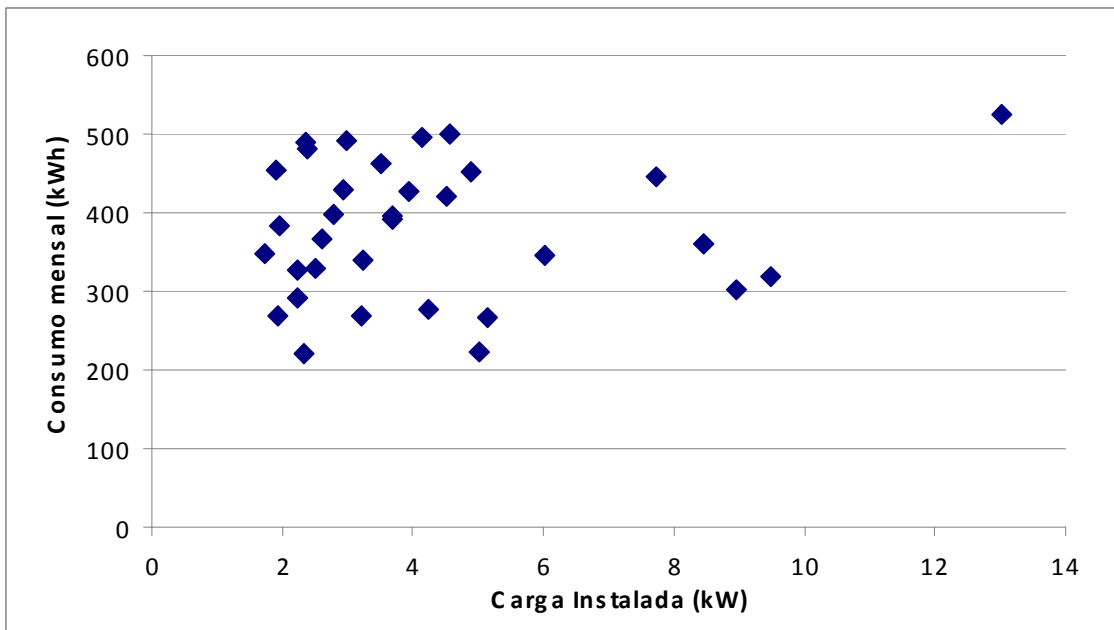


Figura 28 – Dispersão kWh x kW: Padaria Faixa 200-500kW

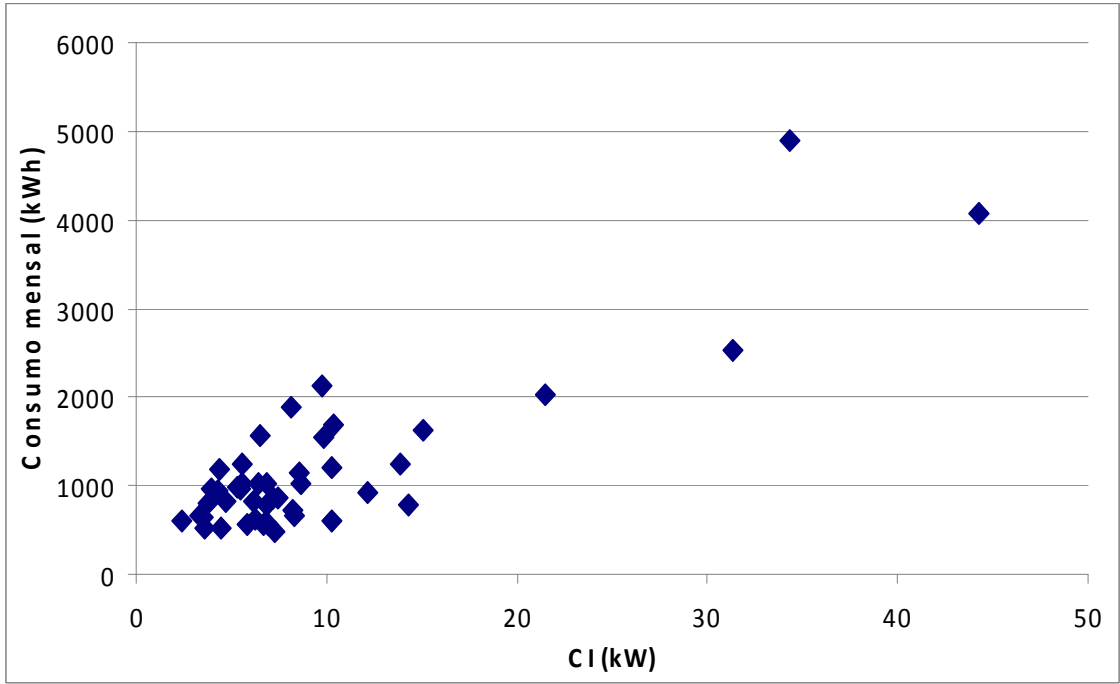


Figura 29 – Dispersão kWh x kW: Padaria Faixa > 500kW

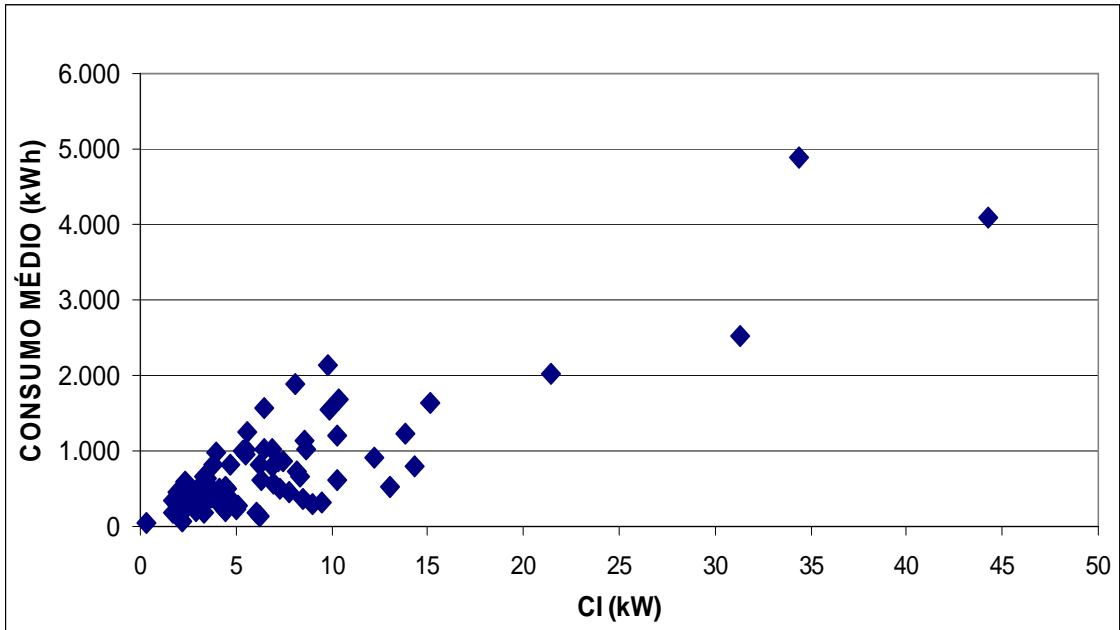


Figura 30 – Dispersão kWh x kW: Padaria (agrupado)

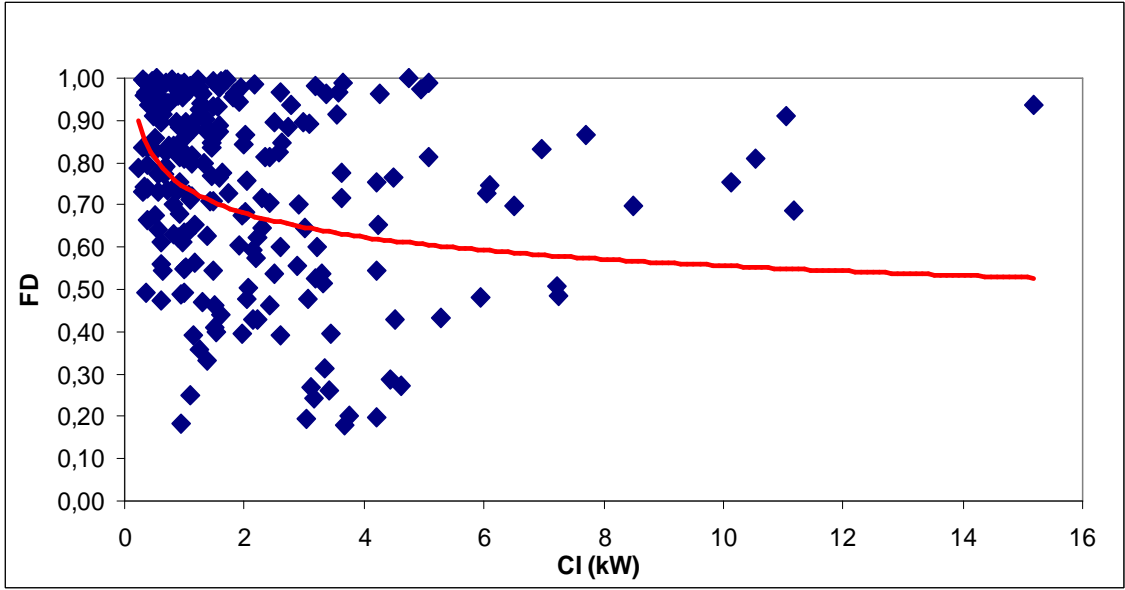


Figura 31 – Dispersão kWh x FD: Bar (agrupado)

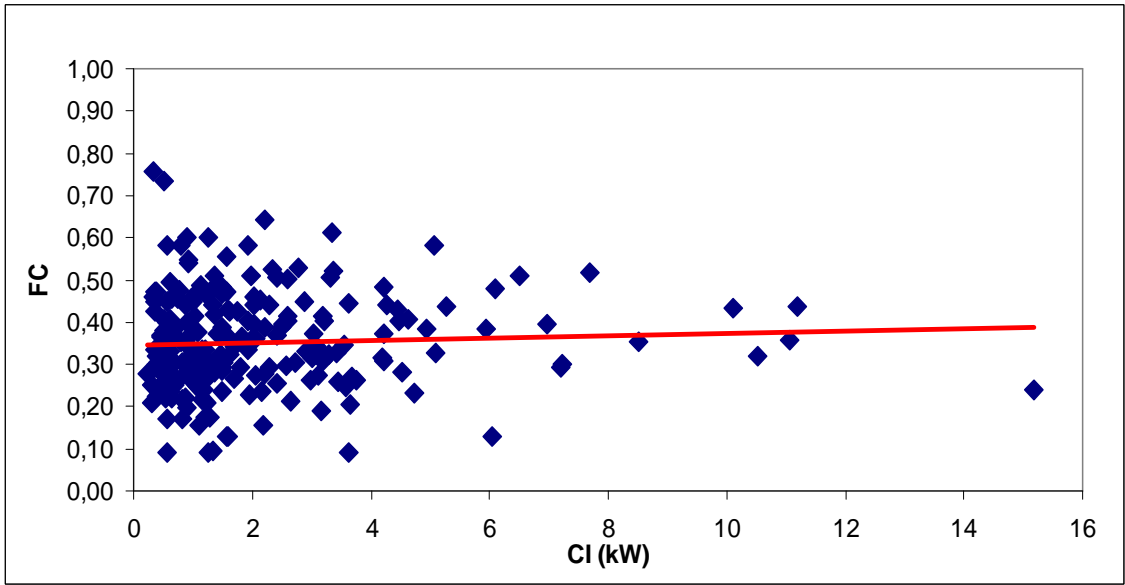


Figura 32 – Dispersão kWh x FC: Bar (agrupado)

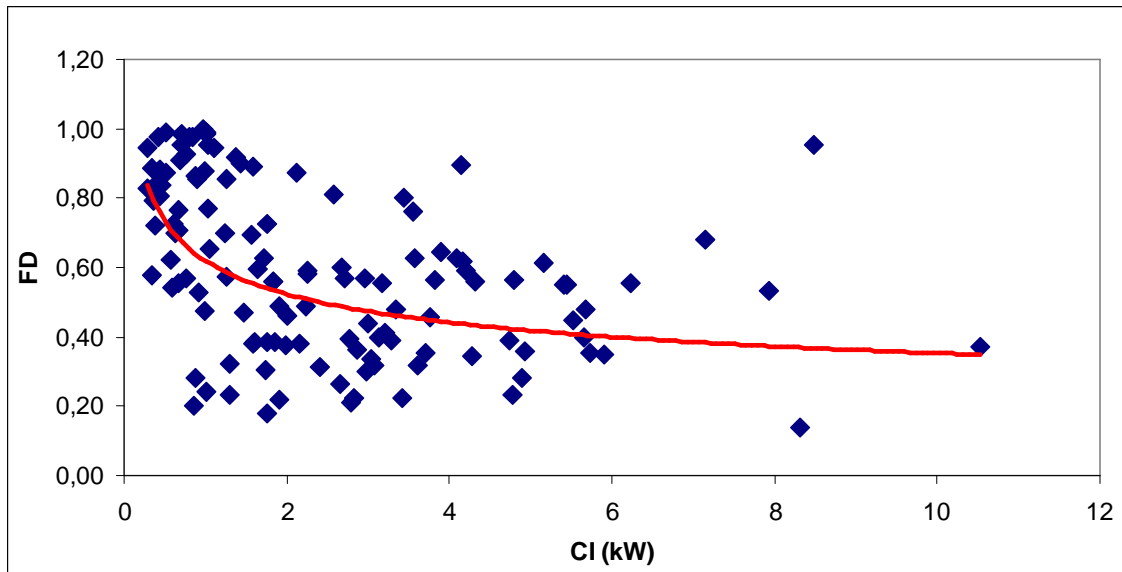


Figura 33 – Dispersão kWh x FD: Lanchonete (agrupado)

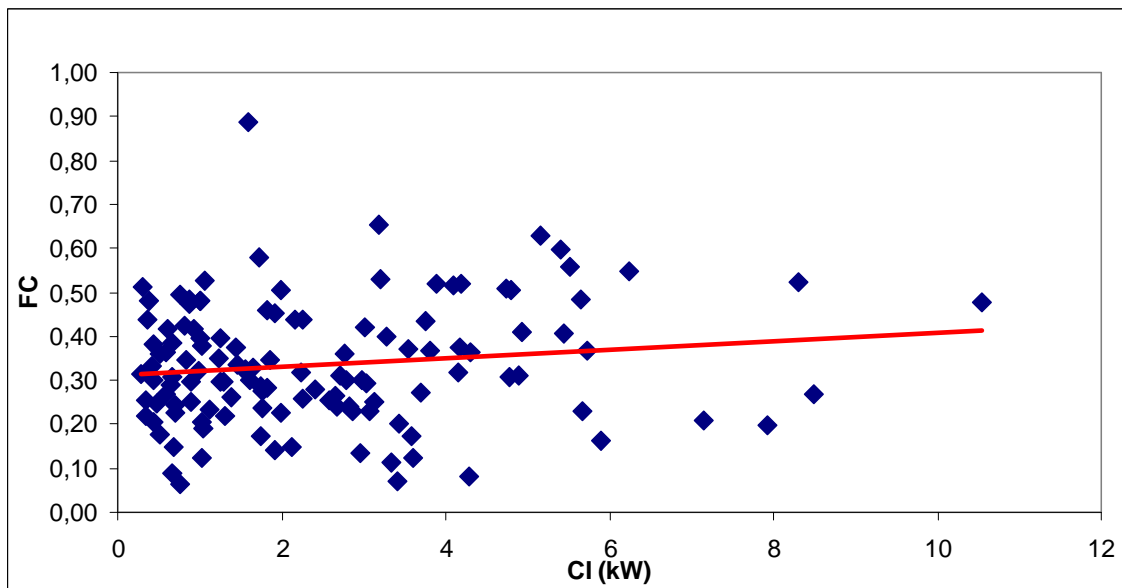


Figura 34 – Dispersão kWh x FC: Lanchonete (agrupado)



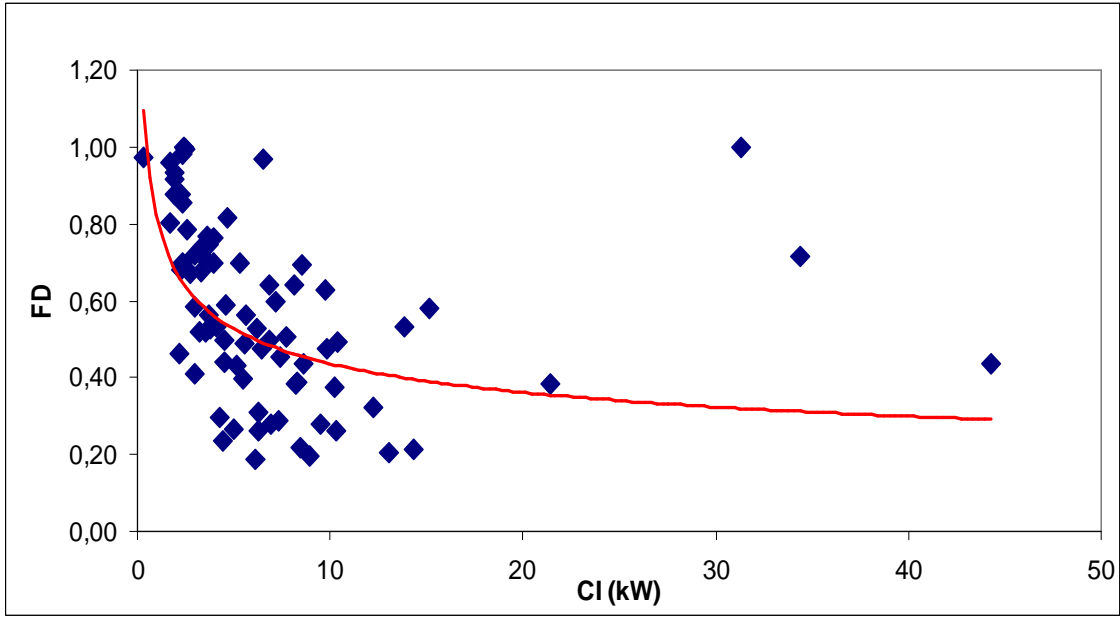


Figura 35 – Dispersão kWh x FD: Padaria (agrupado)

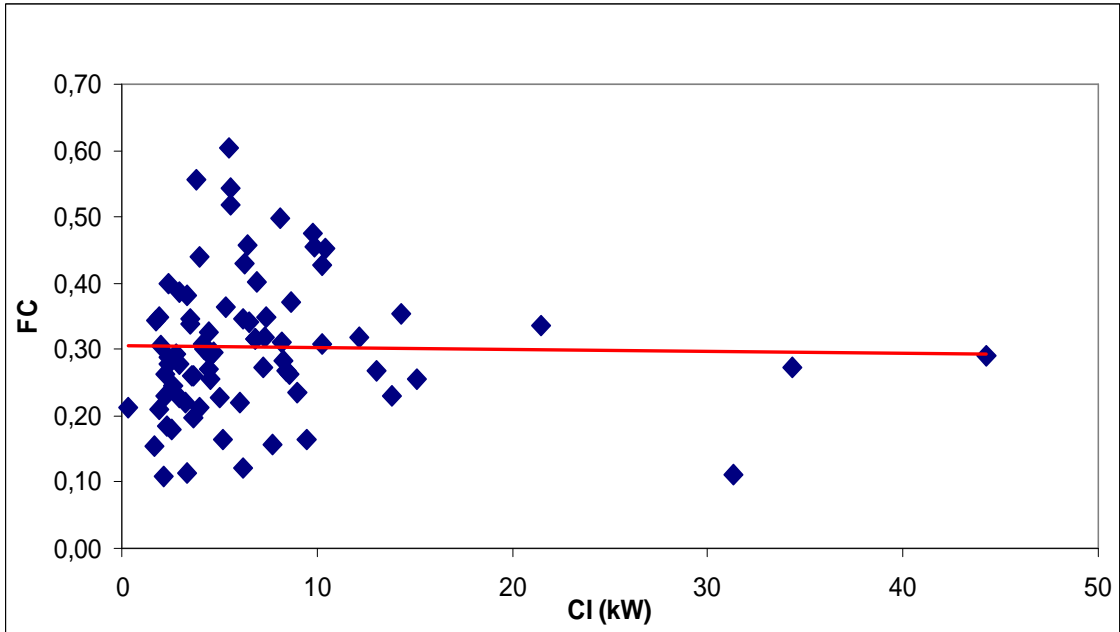


Figura 36 – Dispersão kWh x FC: Padaria (agrupado)

## APÊNDICE B – Tabelas de Validação

Tabela 77 – Estimativas de consumo para as unidades autuadas com irregularidades no Estado da Bahia nos últimos quatro anos e com cobrança de consumo pela alínea “c”: Atividade Bar

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
0   2,5	0,15	52	28,91	44%	29,13	44%
	0,17	147,92	32,76	78%	33,01	78%
	0,2	43,42	38,54	11%	38,84	11%
	0,2	53,17	38,54	28%	38,84	27%
	0,2	130,92	38,54	71%	38,84	70%
	0,26	86,25	50,11	42%	50,49	41%
	0,27	39,42	52,03	32%	52,43	33%
	0,28	32,67	53,96	65%	54,37	66%
	0,3	34,75	57,82	66%	58,25	68%
	0,3	54,83	57,82	5%	58,25	6%
	0,3	127,2	57,82	55%	58,25	54%
	0,3	76,43	57,82	24%	58,25	24%
	0,31	83,08	59,74	28%	60,2	28%
	0,32	31,08	61,67	98%	62,14	100%
	0,33	171,5	62,63	63%	63,11	63%
	0,34	89,67	65,52	27%	66,02	26%
	0,37	86	71,31	17%	71,85	16%
	0,38	151,5	73,23	52%	73,79	51%
	0,38	260,5	73,23	72%	73,79	72%
	0,38	73,88	73,23	1%	73,79	0%
	0,38	40,38	73,23	81%	73,79	83%
	0,4	66,42	77,09	16%	77,67	17%
	0,4	34,08	77,09	126%	77,67	128%
	0,4	1450,5	77,09	95%	77,67	95%
	0,42	50,5	80,94	60%	81,56	62%
	0,43	40	82,87	107%	83,5	109%
	0,43	69,67	82,87	19%	83,5	20%
	0,44	55,17	84,8	54%	85,44	55%
	0,45	327,75	86,72	74%	87,38	73%
	0,45	199	86,72	56%	87,38	56%
	0,47	129,5	90,58	30%	91,26	30%
	0,5	127,17	96,36	24%	97,09	24%
	0,52	120,25	100,21	17%	100,97	16%
	0,54	42,75	104,07	143%	104,86	145%
	0,58	31,92	111,78	250%	112,62	253%
	0,58	396,67	111,78	72%	112,62	72%
0,59	152,33	113,7	25%	114,57	25%	
0,62	430,17	119,49	72%	120,39	72%	
0,62	127,92	119,49	7%	120,39	6%	
0,63	75,92	121,41	60%	122,33	61%	
0,64	39,33	123,34	214%	124,28	216%	
0,69	39,33	132,98	238%	133,98	241%	
0,7	106,83	134,9	26%	135,93	27%	
0,7	90,8	134,9	49%	135,93	50%	

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	0,71	175,58	136,83	22%	137,87	21%
	0,71	80,83	136,83	69%	137,87	71%
	0,71	111,58	136,83	23%	137,87	24%
	0,71	289,5	136,83	53%	137,87	52%
	0,73	146,67	140,69	4%	141,75	3%
	0,76	64,17	146,47	128%	147,58	130%
	0,76	57,67	146,47	154%	147,58	156%
	0,78	70,42	150,32	113%	151,46	115%
	0,8	125,73	154,18	23%	155,34	24%
	0,82	36,33	158,03	335%	159,23	338%
	0,84	60,63	161,88	167%	163,11	169%
	0,85	49,25	163,81	233%	165,05	235%
	0,86	69,2	165,74	140%	166,99	141%
	0,86	34,2	165,74	385%	166,99	388%
	0,87	144,83	167,67	16%	168,94	17%
	0,89	313	171,52	45%	172,82	45%
	0,91	101,25	175,38	73%	176,7	75%
	0,92	35,58	177,3	398%	178,65	402%
	0,94	207,42	181,16	13%	182,53	12%
	0,94	303,33	181,16	40%	182,53	40%
	0,98	110,58	188,87	71%	190,3	72%
	0,99	428,67	191,56	55%	193,01	55%
	1	142,75	192,72	35%	194,18	36%
	1	507	192,72	62%	194,18	62%
	1	247,17	192,72	22%	194,18	21%
	1	97	192,72	99%	194,18	100%
	1,01	60,25	194,65	223%	196,12	226%
	1,04	102,5	200,43	96%	201,95	97%
	1,05	267,25	202,36	24%	203,89	24%
	1,05	159	202,36	27%	203,89	28%
	1,06	136,9	204,28	49%	205,83	50%
	1,09	184,5	209,1	13%	210,69	14%
	1,1	197,83	211,99	7%	213,6	8%
	1,11	128,33	213,92	67%	215,54	68%
	1,11	193,33	213,92	11%	215,54	11%
	1,15	145,58	221,63	52%	223,31	53%
	1,15	71,7	221,63	209%	223,31	211%
	1,17	81	225,48	178%	227,19	180%
	1,17	49	225,48	360%	227,19	364%
	1,18	120,17	227,41	89%	229,13	91%
	1,2	118,9	231,07	94%	232,82	96%
	1,2	269,83	231,26	14%	233,02	14%
	1,2	38,8	231,26	496%	233,02	501%
	1,21	69,08	233,19	238%	234,96	240%
	1,22	112,83	235,12	108%	236,9	110%
	1,22	140,83	235,12	67%	236,9	68%
	1,24	132,92	238,97	80%	240,78	81%
	1,24	128	238,97	87%	240,78	88%
	1,26	116,62	242,83	108%	244,67	110%

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	1,26	69,33	242,83	250%	244,67	253%
	1,26	356	242,83	32%	244,67	31%
	1,27	123,91	244,75	98%	246,61	99%
	1,28	85,25	246,68	189%	248,55	192%
	1,33	183,67	256,32	40%	258,26	41%
	1,37	82,92	264,03	218%	266,03	221%
	1,39	174,22	267,88	54%	269,91	55%
	1,4	145,33	269,81	86%	271,85	87%
	1,4	593,75	269,81	55%	271,85	54%
	1,4	109,33	269,81	147%	271,85	149%
	1,4	198,75	269,81	36%	271,85	37%
	1,41	210,83	271,74	29%	273,79	30%
	1,42	31,92	273,66	757%	275,74	764%
	1,43	130,7	275,59	111%	277,68	112%
	1,44	264,17	277,52	5%	279,62	6%
	1,45	201,4	279,44	39%	281,56	40%
	1,47	138,3	283,3	105%	285,44	106%
	1,48	92,08	285,23	210%	287,39	212%
	1,48	72,58	285,23	293%	287,39	296%
	1,5	32,58	289,08	787%	291,27	794%
	1,5	63,33	289,08	356%	291,27	360%
	1,6	502,58	308,35	39%	310,69	38%
	1,6	137,38	308,35	124%	310,69	126%
	1,64	138,6	316,06	128%	318,46	130%
	1,65	108,17	317,99	194%	320,4	196%
	1,65	79,75	317,99	299%	320,4	302%
	1,66	375,33	319,92	15%	322,34	14%
	1,68	94,22	323,77	244%	326,22	246%
	1,74	96,08	335,33	249%	337,87	252%
	1,75	303	337,26	11%	339,82	12%
	1,78	37,75	343,04	809%	345,64	816%
	1,8	88,13	346,9	294%	349,52	297%
	1,8	125,5	346,9	176%	349,52	179%
	1,82	155,58	350,75	125%	353,41	127%
	1,82	181	350,75	94%	353,41	95%
	1,83	141,17	352,68	150%	355,35	152%
	1,93	326,08	371,95	14%	374,77	15%
	1,95	286	375,8	31%	378,65	32%
	1,97	519,25	379,66	27%	382,53	26%
	1,97	135,08	379,66	181%	382,53	183%
	1,97	92,33	379,66	311%	382,53	314%
	1,97	67,8	379,66	460%	382,53	464%
	2,02	246,67	389,29	58%	392,24	59%
	2,03	266	391,22	47%	394,19	48%
	2,04	224,2	393,15	75%	396,13	77%
	2,08	283,3	400,86	42%	403,89	43%
	2,09	239,42	402,78	68%	405,84	70%
	2,11	116,5	406,64	249%	409,72	252%
	2,13	96,2	410,49	327%	413,6	330%

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
2,5   15,0	2,15	134,5	414,35	208%	417,49	210%
	2,2	52,83	423,98	702%	427,2	709%
	2,2	71,73	423,98	491%	427,2	496%
	2,2	201,89	423,98	110%	427,2	112%
	2,21	209,33	425,91	103%	429,14	105%
	2,22	235,42	427,84	82%	431,08	83%
	2,23	91,67	429,77	369%	433,02	372%
	2,24	222,5	431,69	94%	434,96	95%
	2,25	213,42	433,62	103%	436,91	105%
	2,3	83	443,26	434%	446,61	438%
	2,31	170,67	445,18	161%	448,56	163%
	2,32	314	447,11	42%	450,5	43%
	2,33	155,5	449,04	189%	452,44	191%
	2,35	111,67	452,89	306%	456,32	309%
	2,37	347,67	456,75	31%	460,21	32%
	2,41	59,33	464,46	683%	467,97	689%
	2,43	114,75	468,31	308%	471,86	311%
	2,44	152,08	470,24	209%	473,8	212%
	2,44	98,83	470,24	376%	473,8	379%
	2,47	66,11	476,02	620%	479,62	625%
	2,51	138,43	483,73	249%	455,14	229%
	2,53	71,8	487,58	579%	458,77	539%
	2,56	157,17	493,36	214%	464,21	195%
	2,56	44,33	493,36	1013%	464,21	947%
	2,58	333,25	497,22	49%	467,84	40%
	2,59	271,71	499,14	84%	469,65	73%
	2,65	259,98	510,71	96%	480,53	85%
	2,66	99,92	512,64	413%	482,34	383%
	2,68	418,58	516,49	23%	485,97	16%
	2,7	209,67	520,34	148%	489,6	134%
	2,72	211,67	524,2	148%	493,22	133%
	2,73	198,67	526,13	165%	495,04	149%
	2,74	113,25	528,05	366%	496,85	339%
	2,81	39,25	541,54	1280%	509,54	1198%
	2,86	95,9	551,18	475%	518,61	441%
	2,88	478,3	555,03	16%	522,24	9%
	2,92	93,25	562,74	503%	529,49	468%
	2,93	254,83	564,67	122%	531,3	108%
	2,96	141,3	570,45	304%	536,74	280%
	3	384,83	578,16	50%	544	41%
3	194,08	578,16	198%	544	180%	
3,03	196,58	584,33	197%	549,8	180%	
3,05	274,58	588,18	114%	553,43	102%	
3,1	420,67	597,24	42%	561,95	34%	
3,1	58	597,43	930%	562,13	869%	
3,14	37,08	605,14	1532%	569,38	1435%	
3,15	403,33	607,07	51%	571,2	42%	
3,17	188,08	610,92	225%	574,82	206%	
3,32	61,17	639,83	946%	602,02	884%	

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	3,34	302,58	643,68	113%	605,65	100%
	3,36	459,08	647,54	41%	609,28	33%
	3,42	148,75	659,1	343%	620,16	317%
	3,47	281,92	668,74	137%	629,22	123%
	3,49	98,5	672,59	583%	632,85	542%
	3,6	466,86	693,79	49%	652,8	40%
	3,66	88,67	705,36	696%	663,68	649%
	3,71	241,67	714,99	196%	672,74	178%
	3,78	349,08	728,48	109%	685,43	96%
	3,79	198,25	730,41	268%	687,25	247%
	3,9	393,67	751,61	91%	707,19	80%
	4,03	148,92	776,66	422%	730,77	391%
	4,12	115,83	794,01	585%	747,09	545%
	4,21	466,29	811,35	74%	763,41	64%
	4,31	238,75	830,62	248%	781,54	227%
	4,35	530,25	838,33	58%	788,79	49%
	4,45	130,58	857,6	557%	806,93	518%
	4,52	179,92	871,09	384%	819,62	356%
	4,64	490,61	894,22	82%	841,38	72%
	4,78	477,17	921,2	93%	866,77	82%
	5,08	87,67	979,02	1017%	921,17	951%
	5,1	115,7	982,49	749%	924,43	699%
	5,19	162,83	1000,22	514%	941,11	478%
	5,2	278,67	1002,14	260%	942,93	238%
	5,22	327,4	1006	207%	946,55	189%
	5,36	74,67	1032,98	1283%	971,94	1202%
	5,43	290,75	1046,47	260%	984,63	239%
	5,53	403,75	1065,74	164%	1002,77	148%
	5,56	369,08	1071,52	190%	1008,21	173%
	5,77	428,92	1111,99	159%	1046,29	144%
	5,87	1879,17	1131,27	40%	1064,42	43%
	5,89	564	1135,12	101%	1068,05	89%
	5,94	271,75	1144,76	321%	1077,11	296%
	5,99	244,92	1154,39	371%	1086,18	343%
	6,29	65,42	1212,21	1753%	1140,58	1644%
	6,64	82,33	1279,66	1454%	1204,04	1362%
	7,55	191,22	1455,04	661%	1369,06	616%
	7,71	577,58	1485,87	157%	1398,07	142%
	7,72	197,25	1487,8	654%	1399,88	610%
	7,76	796,92	1495,51	88%	1407,14	77%
	8,04	216	1549,47	617%	1457,91	575%
	8,75	266	1686,3	534%	1586,66	496%
	9,12	345,42	1757,61	409%	1653,75	379%
	11,04	346,17	2127,63	515%	2001,91	478%
	14,24	1166,92	2744,33	135%	2582,17	121%
	14,33	147,58	2761,68	1771%	2598,49	1661%
	15,02	479,33	2894,65	504%	2723,61	468%
<b>Erro Absoluto Médio</b>				<b>223%</b>		<b>215%</b>

Nota: Resultado da Pesquisa

Tabela 78 – Estimativas de consumo para as unidades autuadas com irregularidades no Estado da Bahia nos últimos quatro anos e com cobrança de consumo pela alínea “c”: Atividade Lanchonete.

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
0   1,3	0,15	78,25	23,45	70%	25,12	68%
	0,15	132,25	23,45	82%	25,12	81%
	0,2	164,83	31,27	81%	33,49	80%
	0,2	80,67	31,27	61%	33,49	58%
	0,2	48	31,27	35%	33,49	30%
	0,2	38,58	31,27	19%	33,49	13%
	0,2	188,17	31,27	83%	33,49	82%
	0,22	33,3	34,4	3%	36,84	11%
	0,25	69,67	39,09	44%	41,87	40%
	0,3	67,33	46,91	30%	50,24	25%
	0,3	45,25	46,91	4%	50,24	11%
	0,3	307,71	46,91	85%	50,24	84%
	0,33	143,42	50,82	65%	54,43	62%
	0,33	139,83	50,82	64%	54,43	61%
	0,35	188,83	54,73	71%	58,61	69%
	0,35	207,83	54,73	74%	58,61	72%
	0,36	96,17	56,29	41%	60,29	37%
	0,38	48,08	59,42	24%	63,64	32%
	0,39	183,5	60,98	67%	65,31	64%
	0,39	79,92	60,98	24%	65,31	18%
	0,39	144,25	60,98	58%	65,31	55%
	0,39	41	60,98	49%	65,31	59%
	0,39	37,08	60,98	64%	65,31	76%
	0,39	742,89	60,98	92%	65,31	91%
	0,39	142,38	60,98	57%	65,31	54%
	0,42	95,08	65,67	31%	70,33	26%
	0,43	43,67	67,24	54%	72,01	65%
	0,44	56,67	68,8	21%	73,68	30%
	0,44	115,25	68,8	40%	73,68	36%
	0,45	115,33	70,36	39%	75,36	35%
	0,45	64,25	70,36	10%	75,36	17%
	0,47	237,92	73,49	69%	78,71	67%
	0,47	244,42	73,49	70%	78,71	68%
	0,48	26,25	75,06	186%	80,38	206%
	0,49	40,17	76,62	91%	82,06	104%
	0,49	76,42	76,62	0%	82,06	7%
	0,49	50,67	76,62	51%	82,06	62%
	0,5	126,58	78,18	38%	83,73	34%
	0,5	31	78,18	152%	83,73	170%
	0,51	73,9	79,75	8%	85,41	16%
0,51	78,9	79,75	1%	85,41	8%	
0,52	490,25	81,31	83%	87,08	82%	

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	0,52	49,58	81,31	64%	87,08	76%
	0,52	252,67	81,31	68%	87,08	66%
	0,54	44	84,44	92%	90,43	106%
	0,55	90,92	86	5%	92,1	1%
	0,55	47,58	86	81%	92,1	94%
	0,55	76,9	86	12%	92,1	20%
	0,59	179,17	92,26	49%	98,8	45%
	0,59	277,42	92,26	67%	98,8	64%
	0,59	52,92	92,26	74%	98,8	87%
	0,59	208,92	92,26	56%	98,8	53%
	0,6	202,17	93,82	54%	100,48	50%
	0,62	70,71	96,95	37%	103,83	47%
	0,63	46,33	98,51	113%	105,5	128%
	0,64	124,17	100,07	19%	107,18	14%
	0,64	159,17	100,07	37%	107,18	33%
	0,65	129	101,64	21%	108,85	16%
	0,66	37,33	103,2	176%	110,52	196%
	0,68	128,56	106,33	17%	113,87	11%
	0,69	95,67	107,89	13%	115,55	21%
	0,69	197,17	107,89	45%	115,55	41%
	0,69	67,67	107,89	59%	115,55	71%
	0,7	109,17	109,46	0%	117,22	7%
	0,7	58,25	109,46	88%	117,22	101%
	0,71	50,33	111,02	121%	118,9	136%
	0,71	61,67	111,02	80%	118,9	93%
	0,72	46,25	112,58	143%	120,57	161%
	0,72	38,08	112,58	196%	120,57	217%
	0,72	41,92	112,58	169%	120,57	188%
	0,73	130,75	114,15	13%	122,25	7%
	0,74	1.306,67	115,71	91%	123,92	91%
	0,74	127,25	115,71	9%	123,92	3%
	0,74	50,75	115,71	128%	123,92	144%
	0,75	95,33	117,27	23%	125,6	32%
	0,75	305,33	117,27	62%	125,6	59%
	0,75	65	117,27	80%	125,6	93%
	0,77	54,42	120,4	121%	128,95	137%
	0,77	46,67	120,4	158%	128,95	176%
	0,78	175,83	121,97	31%	130,62	26%
	0,78	104,22	121,97	17%	130,62	25%
	0,78	102,38	121,97	19%	130,62	28%
	0,79	80,58	123,53	53%	132,29	64%
	0,8	594,08	125,09	79%	133,97	77%
	0,8	141,33	125,09	11%	133,97	5%
	0,81	177,92	126,66	29%	135,64	24%
	0,82	314,25	128,22	59%	137,32	56%
	0,83	55,83	129,78	132%	138,99	149%



Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	0,83	275,25	129,78	53%	138,99	50%
	0,83	251,17	129,78	48%	138,99	45%
	0,83	82,43	129,78	57%	138,99	69%
	0,84	118,67	131,35	11%	140,67	19%
	0,84	241,42	131,35	46%	140,67	42%
	0,85	84,83	132,91	57%	142,34	68%
	0,86	129,5	134,47	4%	144,02	11%
	0,87	287,33	136,04	53%	145,69	49%
	0,88	135,17	137,6	2%	147,37	9%
	0,88	107,58	137,6	28%	147,37	37%
	0,88	233,42	137,6	41%	147,37	37%
	0,92	88,5	143,86	63%	154,07	74%
	0,93	67,83	145,42	114%	155,74	130%
	0,93	117,25	145,42	24%	155,74	33%
	0,94	218,17	146,98	33%	157,41	28%
	0,94	112,42	146,98	31%	157,41	40%
	0,94	47,08	146,98	212%	157,41	234%
	0,95	37,08	148,55	301%	159,09	329%
	0,96	126,29	150,11	19%	160,76	27%
	0,97	208,17	151,68	27%	162,44	22%
	0,98	59,58	153,24	157%	164,11	175%
	0,98	86,33	153,24	78%	164,11	90%
	1	42,1	156,37	271%	167,46	298%
	1,01	39,25	157,93	302%	169,14	331%
	1,01	39,08	157,93	304%	169,14	333%
	1,01	39,75	157,93	297%	169,14	326%
	1,02	126,5	159,49	26%	170,81	35%
	1,02	150,08	159,49	6%	170,81	14%
	1,03	98,75	161,06	63%	172,49	75%
	1,03	53,08	161,06	203%	172,49	225%
	1,03	495,08	161,06	67%	172,49	65%
	1,03	254,83	161,06	37%	172,49	32%
	1,04	132,58	162,62	23%	174,16	31%
	1,06	492,5	165,75	66%	177,51	64%
	1,07	104,58	167,31	60%	179,18	71%
	1,07	658,67	167,31	75%	179,18	73%
	1,07	60,4	167,31	177%	179,18	197%
	1,07	30	167,31	458%	179,18	497%
	1,09	63,5	170,44	168%	182,53	187%
	1,09	98,5	170,44	73%	182,53	85%
	1,1	107,42	172	60%	184,21	71%
	1,11	175,5	173,57	1%	185,88	6%
	1,12	159,83	175,13	10%	187,56	17%
	1,13	47,17	176,69	275%	189,23	301%
	1,13	30,25	176,69	484%	189,23	526%
	1,14	509,97	178,26	65%	190,91	63%

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	1,14	157,83	178,26	13%	190,91	21%
	1,15	301,5	179,82	40%	192,58	36%
	1,15	32,83	179,82	448%	192,58	487%
	1,15	77,25	179,82	133%	192,58	149%
	1,17	81	182,95	126%	195,93	142%
	1,18	135,75	184,51	36%	197,61	46%
	1,18	96,33	184,51	92%	197,61	105%
	1,19	277,42	186,08	33%	199,28	28%
	1,19	101,17	186,08	84%	199,28	97%
	1,2	185,67	187,64	1%	200,95	8%
	1,2	54,25	187,64	246%	200,95	270%
	1,21	56,75	189,2	233%	202,63	257%
	1,22	254	190,77	25%	204,3	20%
	1,22	75	190,77	154%	204,3	172%
	1,23	304,42	192,33	37%	205,98	32%
	1,24	40,83	193,89	375%	207,65	409%
	1,24	79,33	193,89	144%	207,65	162%
	1,24	33	193,89	488%	207,65	529%
	1,26	78,67	197,02	150%	211	168%
	1,27	306,42	198,58	35%	212,68	31%
	1,27	681,75	198,58	71%	212,68	69%
1,3   4,8	1,32	315,25	206,4	35%	155,81	51%
	1,33	640	207,97	68%	156,99	75%
	1,33	291,5	207,97	29%	156,99	46%
	1,33	115,88	207,97	79%	156,99	35%
	1,35	113,25	211,09	86%	159,36	41%
	1,35	53,25	211,09	296%	159,36	199%
	1,36	195,58	212,66	9%	160,54	18%
	1,36	198,58	212,66	7%	160,54	19%
	1,37	572,08	214,22	63%	161,72	72%
	1,39	72,92	217,35	198%	164,08	125%
	1,39	219,5	217,35	1%	164,08	25%
	1,39	54,92	217,35	296%	164,08	199%
	1,39	79,5	217,35	173%	164,08	106%
	1,4	195,25	218,91	12%	165,26	15%
	1,4	147,38	218,91	49%	165,26	12%
	1,41	134,92	220,48	63%	166,44	23%
	1,44	44,08	225,17	411%	169,98	286%
	1,48	328,17	231,42	29%	174,7	47%
	1,51	241,75	236,11	2%	178,24	26%
	1,53	1.719,83	239,24	86%	180,6	90%
	1,53	145,83	239,24	64%	180,6	24%
	1,55	357,92	242,37	32%	182,96	49%
	1,55	161	242,37	51%	182,96	14%
	1,55	168,17	242,37	44%	182,96	9%
	1,6	205,33	250,19	22%	188,87	8%

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	1,6	144	250,19	74%	188,87	31%
	1,6	122,67	250,19	104%	188,87	54%
	1,6	289,92	250,19	14%	188,87	35%
	1,6	1.071,42	250,19	77%	188,87	82%
	1,62	252,42	253,31	0%	191,23	24%
	1,62	48,92	253,31	418%	191,23	291%
	1,62	47,08	253,31	438%	191,23	306%
	1,62	78,17	253,31	224%	191,23	145%
	1,63	224,5	254,88	14%	192,41	14%
	1,64	81,25	256,44	216%	193,59	138%
	1,66	42	259,57	518%	195,95	367%
	1,66	279,58	259,57	7%	195,95	30%
	1,66	236,92	259,57	10%	195,95	17%
	1,67	154,17	261,13	69%	197,13	28%
	1,68	363,5	261,91	28%	197,72	46%
	1,69	118,25	264,26	123%	199,49	69%
	1,7	48,92	265,82	443%	200,67	310%
	1,7	69,9	265,82	280%	200,67	187%
	1,71	92,08	267,39	190%	201,85	119%
	1,71	291,75	267,39	8%	201,85	31%
	1,71	199,75	267,39	34%	201,85	1%
	1,72	260,17	268,95	3%	203,03	22%
	1,75	84,17	273,64	225%	206,57	145%
	1,75	159	273,64	72%	206,57	30%
	1,75	185	273,64	48%	206,57	12%
	1,76	81,25	275,2	239%	207,75	156%
	1,77	476,67	276,77	42%	208,93	56%
	1,78	649,42	278,33	57%	210,11	68%
	1,78	164,25	278,33	69%	210,11	28%
	1,78	380	278,33	27%	210,11	45%
	1,8	267,25	281,46	5%	212,47	21%
	1,82	459	284,59	38%	214,83	53%
	1,83	190	286,15	51%	216,02	14%
	1,83	256,75	286,15	11%	216,02	16%
	1,85	192,67	289,28	50%	218,38	13%
	1,85	456,42	289,28	37%	218,38	52%
	1,86	49,75	290,84	485%	219,56	341%
	1,87	82	292,4	257%	220,74	169%
	1,88	172,33	293,97	71%	221,92	29%
	1,91	93,92	298,66	218%	225,46	140%
	1,91	178,33	298,66	67%	225,46	26%
	1,93	446,5	301,79	32%	227,82	49%
	1,93	225,33	301,79	34%	227,82	1%
	1,95	104,67	304,91	191%	230,18	120%
	1,95	309,67	304,91	2%	230,18	26%
	1,98	245,92	309,6	26%	233,72	5%

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	1,99	76,58	311,17	306%	234,9	207%
	1,99	55,42	311,17	462%	234,9	324%
	1,99	36,75	311,17	747%	234,9	539%
	1,99	81,5	311,17	282%	234,9	188%
	2	120,25	312,73	160%	236,08	96%
	2,03	194,92	317,42	63%	239,62	23%
	2,03	173,2	317,42	83%	239,62	38%
	2,05	44,4	320,55	622%	241,98	445%
	2,06	76,67	322,11	320%	243,16	217%
	2,1	39,17	328,37	738%	247,89	533%
	2,11	194,58	329,93	70%	249,07	28%
	2,12	249,67	331,5	33%	250,25	0%
	2,13	248,42	333,06	34%	251,43	1%
	2,13	232,08	333,06	44%	251,43	8%
	2,14	83,08	334,62	303%	252,61	204%
	2,17	242,92	339,31	40%	256,15	5%
	2,17	39,92	339,31	750%	256,15	542%
	2,17	140,63	339,31	141%	256,15	82%
	2,21	159,67	345,57	116%	260,87	63%
	2,21	116,33	345,57	197%	260,87	124%
	2,21	54,73	345,57	531%	260,87	377%
	2,22	119,58	347,13	190%	262,05	119%
	2,22	124,5	347,13	179%	262,05	110%
	2,24	32,33	350,26	983%	264,41	718%
	2,26	291,58	353,39	21%	266,77	9%
	2,26	200,25	353,39	76%	266,77	33%
	2,27	456,83	354,17	22%	267,36	41%
	2,27	77,75	354,95	357%	267,95	245%
	2,27	266,17	354,95	33%	267,95	1%
	2,27	179,67	354,95	98%	267,95	49%
	2,28	103,67	356,51	244%	269,13	160%
	2,28	446,25	356,51	20%	269,13	40%
	2,3	120	359,64	200%	271,49	126%
	2,31	262,92	361,21	37%	272,67	4%
	2,33	50,33	364,33	624%	275,04	446%
	2,34	196,42	365,9	86%	276,22	41%
	2,35	131,25	367,46	180%	277,4	111%
	2,37	245,92	370,59	51%	279,76	14%
	2,37	328,33	370,59	13%	279,76	15%
	2,46	243,25	384,66	58%	290,38	19%
	2,47	79,92	386,22	383%	291,56	265%
	2,47	250,17	386,22	54%	291,56	17%
	2,47	110,67	386,22	249%	291,56	163%
	2,5	151,08	390,92	159%	295,1	95%
	2,5	214,08	390,92	83%	295,1	38%
	2,51	292,75	392,48	34%	296,28	1%

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	2,51	199,18	392,48	97%	296,28	49%
	2,54	92	397,17	332%	299,82	226%
	2,55	75,25	398,73	430%	301	300%
	2,56	478,08	400,3	16%	302,18	37%
	2,59	194,92	404,99	108%	305,73	57%
	2,59	65,67	404,99	517%	305,73	366%
	2,62	140,5	409,68	192%	309,27	120%
	2,63	130,75	411,24	215%	310,45	137%
	2,63	50	411,24	722%	310,45	521%
	2,65	359,92	414,37	15%	312,81	13%
	2,67	46,92	417,5	790%	315,17	572%
	2,69	83,3	419,84	404%	316,94	280%
	2,7	583,83	422,19	28%	318,71	45%
	2,72	183	425,32	132%	321,07	75%
	2,74	116,67	428,44	267%	323,43	177%
	2,75	153,33	430,01	180%	324,61	112%
	2,76	255,08	431,57	69%	325,79	28%
	2,76	32,92	431,57	1211%	325,79	890%
	2,77	38,42	433,13	1027%	326,97	751%
	2,79	808,08	436,26	46%	329,33	59%
	2,8	164,57	437,82	166%	330,51	101%
	2,84	109,83	444,08	304%	335,24	205%
	2,85	443,25	445,64	1%	336,42	24%
	2,86	737,33	447,21	39%	337,6	54%
	2,88	670,33	450,33	33%	339,96	49%
	2,93	391,42	458,15	17%	345,86	12%
	2,98	45,08	465,97	934%	351,76	680%
	2,99	301,17	467,53	55%	352,94	17%
	2,99	51,75	467,53	803%	352,94	582%
	3	110,83	469,1	323%	354,12	220%
	3,04	138,83	475,35	242%	358,84	158%
	3,05	146,83	476,92	225%	360,03	145%
	3,1	344,83	484,73	41%	365,93	6%
	3,1	298,67	484,73	62%	365,93	23%
	3,11	103,08	486,3	372%	367,11	256%
	3,11	537,38	486,61	9%	367,34	32%
	3,12	967	487,55	50%	368,05	62%
	3,12	387,92	487,86	26%	368,29	5%
	3,15	670,25	492,55	27%	371,83	45%
	3,17	132,42	495,68	274%	374,19	183%
	3,17	693,86	495,68	29%	374,19	46%
	3,18	51,35	497,24	868%	375,37	631%
	3,2	1.091,67	500,37	54%	377,73	65%
	3,29	180,17	514,44	186%	388,35	116%
	3,32	135,25	519,14	284%	391,9	190%
	3,32	141,33	519,14	267%	391,9	177%

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	3,33	644,33	520,7	19%	393,08	39%
	3,33	429,5	520,7	21%	393,08	8%
	3,33	116,5	520,7	347%	393,08	237%
	3,41	367	533,21	45%	402,52	10%
	3,42	124	534,77	331%	403,7	226%
	3,45	44,33	539,46	1117%	407,24	819%
	3,45	505,33	539,46	7%	407,24	19%
	3,48	63,5	544,15	757%	410,78	547%
	3,5	71,38	547,28	667%	413,14	479%
	3,51	574	548,84	4%	414,32	28%
	3,52	207,67	550,41	165%	415,5	100%
	3,54	97,6	553,54	467%	417,87	328%
	3,58	108	559,79	418%	422,59	291%
	3,59	529,83	561,35	6%	423,77	20%
	3,59	186,33	561,35	201%	423,77	127%
	3,6	139,83	562,92	303%	424,95	204%
	3,62	84,5	566,04	570%	427,31	406%
	3,67	305,9	573,86	88%	433,21	42%
	3,68	168	575,43	243%	434,39	159%
	3,71	66,08	580,12	778%	437,93	563%
	3,73	246,58	583,25	137%	440,29	79%
	3,79	116,33	592,63	409%	447,38	285%
	3,87	621,5	605,14	3%	456,82	27%
	3,87	69,67	605,14	769%	456,82	556%
	3,88	468,58	606,7	29%	458	2%
	3,91	45,44	611,39	1245%	461,54	916%
	3,92	175,25	612,95	250%	462,72	164%
	3,93	333,5	614,52	84%	463,9	39%
	4	150,5	625,46	316%	472,16	214%
	4,06	174,17	634,85	265%	479,25	175%
	4,16	1.083,58	650,48	40%	491,05	55%
	4,25	137,08	664,56	385%	501,67	266%
	4,26	158,58	666,12	320%	502,85	217%
	4,3	620,5	672,37	8%	507,58	18%
	4,4	271,7	688,01	153%	519,38	91%
	4,45	265,58	695,83	162%	525,28	98%
	4,48	364,25	700,52	92%	528,82	45%
	4,49	99,5	702,08	606%	530	433%
	4,55	309,92	711,47	130%	537,09	73%
	4,57	128,67	714,59	455%	539,45	319%
	4,59	1.085,58	717,72	34%	541,81	50%
	4,62	83,83	722,41	762%	545,35	551%
	4,63	126,25	723,97	473%	546,53	333%
	4,68	676,67	731,79	8%	552,43	18%
	4,71	82,33	736,48	795%	555,97	575%
	4,77	156,75	745,87	376%	563,06	259%

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
4,8   10,50	4,78	206,83	747,43	261%	564,24	173%
	4,85	316,42	758,38	140%	659,24	108%
	4,92	534,42	769,32	44%	668,76	25%
	5,05	659,33	789,65	20%	686,43	4%
	5,08	298,33	794,34	166%	690,5	131%
	5,12	159,7	800,59	401%	695,94	336%
	5,25	45,25	820,92	1714%	713,61	1477%
	5,26	351,17	822,49	134%	714,97	104%
	5,39	270,42	842,81	212%	732,64	171%
	5,47	478,83	855,32	79%	743,52	55%
	5,49	590,42	858,45	45%	746,23	26%
	5,54	328,25	866,27	164%	753,03	129%
	5,62	93,58	878,78	839%	763,9	716%
	5,64	53,58	881,9	1546%	766,62	1331%
	5,7	264,83	891,29	237%	774,78	193%
	5,77	156,75	902,23	476%	784,29	400%
	6,07	922,75	949,14	3%	825,07	11%
	6,19	633,42	967,91	53%	841,38	33%
	6,32	650	988,23	52%	859,05	32%
	6,62	350,08	1.035,14	196%	899,83	157%
	6,64	466,08	1.038,27	123%	902,55	94%
	6,66	72,17	1.041,40	1343%	905,27	1154%
	6,88	613,92	1.075,80	75%	935,17	52%
	6,98	322,92	1.091,43	238%	948,76	194%
	6,99	793,33	1.093,00	38%	950,12	20%
	7,17	1.047,08	1.121,14	7%	974,59	7%
	7,18	136,59	1.122,71	722%	975,95	615%
	7,22	252,58	1.128,96	347%	981,39	289%
	7,23	777,83	1.130,53	45%	982,74	26%
	7,36	189	1.150,85	509%	1.000,42	429%
	7,47	241	1.168,05	385%	1.015,37	321%
	7,69	114,13	1.202,45	954%	1.045,27	816%
	7,82	643,17	1.222,78	90%	1.062,94	65%
7,99	329,08	1.249,36	280%	1.086,05	230%	
8,22	798,92	1.285,33	61%	1.117,31	40%	
8,3	750,33	1.297,37	73%	1.127,78	50%	
8,38	138,42	1.310,35	847%	1.139,06	723%	
8,39	570,08	1.311,91	130%	1.140,42	100%	
8,46	87	1.322,86	1421%	1.149,93	1222%	
8,66	212,73	1.354,13	537%	1.177,12	453%	
8,72	439,67	1.363,51	210%	1.185,27	170%	
8,72	216,92	1.363,51	529%	1.185,27	446%	
8,75	357,75	1.368,20	282%	1.189,35	232%	
9,25	275,67	1.446,39	425%	1.257,32	356%	
9,45	537,33	1.477,66	175%	1.284,50	139%	
9,62	1.128,29	1.504,24	33%	1.307,61	16%	

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
	10,31	170,4	1.612,13	846%	1.401,40	722%
	10,36	141,33	1.619,95	1046%	1.408,19	896%
	10,5	668,58	1.641,84	146%	1.427,22	113%
<b>Erro Médio Absoluto</b>				<b>188%</b>		<b>150%</b>

Nota: Resultado da Pesquisa.

Tabela 79 – Estimativas de consumo para as unidades autuadas com irregularidades no Estado da Bahia nos últimos quatro anos e com cobrança de consumo pela alínea “c”: Atividade Padaria

Faixa de Carga Instalada (kW)	Carga Instalada (kW)	Consumo Médio (kWh)	Fatores Atuais		Metodologia Proposta	
			Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)	Consumo Estimado (kWh)	Erro Absoluto (%)
0   6,0	0,75	40,17	94,61	136%	105,23	162%
	0,96	75,83	121,1	60%	134,69	78%
	3,45	202	435,2	115%	484,06	140%
	3,76	936,08	474,3	49%	527,55	44%
	5,37	363	677,39	87%	753,44	108%
6,0   45,0	5,82	840,75	734,16	13%	816,58	3%
	6,12	282,67	772	173%	612,95	117%
	7,26	401,25	915,81	128%	727,13	81%
	9,9	559,08	1.248,83	123%	991,54	77%
	10,51	259,25	1.325,77	411%	1.052,64	306%
	11,43	864,58	1.441,83	67%	1.144,78	32%
	12,2	599,25	1.538,96	157%	1.221,90	104%
	13,1	488,08	1.652,49	239%	1.312,04	169%
	14,69	188,17	1.853,06	885%	1.471,29	682%
	15,46	185,83	1.949,93	949%	1.548,21	733%
<b>Erro Médio Absoluto</b>				<b>239%</b>		<b>188%</b>

Nota: Resultado da Pesquisa.