

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**Metodologia para o Cálculo da
Elasticidade da Tipologia de Carga
Frente à Tarifa de Energia Elétrica**

Eduardo Crestana Guardia

Departamento de Engenharia da Energia

Universidade Federal de Itajubá

Setembro de 2007

EDUARDO CRESTANA GUARDIA

**Metodologia para o Cálculo da
Elasticidade da Tipologia de Carga
Frente à Tarifa de Energia Elétrica**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia da UNIFEI como parte dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Engenharia da Energia**.

Orientador: Jamil Haddad, Dr.

Co-orientador: José W. Marangon Lima, Dr.

Departamento de Engenharia da Energia

Universidade Federal de Itajubá

Agosto de 2007

*Dedico esta dissertação à Angiliani, minha esposa,
por sua compreensão e apoio em todos os momentos.*

Agradecimentos

Expresso os meus sinceros agradecimentos a todos que conviveram com minha inquietação durante a realização desse trabalho.

Ao Prof. Dr. Jamil Haddad, pela oportunidade de realização e confiança depositada em mim para o mestrado.

Ao Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima, pela condução do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento e pelo grande apoio na co-orientação desse trabalho.

Aos colegas que trabalharam no desenvolvimento do P&D, Anderson Rodrigo de Queiroz, Fernando Elias, Paulo Eduardo Steele Santos e Welinton Dias.

À Light Serviços de Eletricidade S.A. pelo financiamento do Projeto e parceria representada pelos profissionais José Olyntho Leite e Marco Delgado.

À minha família que me motivou e deu apoio, principalmente nos momentos mais decisivos, em especial à minha mãe.

“O valor das coisas não está no tempo que elas duram, mas na intensidade com que acontecem. Por isso existem momentos inesquecíveis, coisas inexplicáveis e pessoas incomparáveis”.

Fernando Pessoa

Resumo

Neste estudo é proposta uma metodologia para calcular a elasticidade entre a curva de carga e a tarifa de energia elétrica. A elasticidade é essencial no processo de determinação da tarifa porque ela representa a resposta do consumidor sobre o sinal tarifário. Neste cálculo é necessário identificar a curva de carga típica de consumidores utilizando algoritmos de análise de agrupamentos. A elasticidade é então obtida comparando a curva de carga típica com a variação da tarifa entre dois anos consecutivos. O foco está na variação relativa da tarifa e carga durante as 24 horas do dia para capturar a habilidade do consumidor em mudar a curva de carga devido ao sinal tarifário. Os exemplos atuais são aplicados ao sistema elétrico da Light.

Índice de termos – Curva de carga elétrica, Elasticidade da energia elétrica, Tarifa de distribuição, Regulação econômica.

Abstract

A methodology is proposed to calculate the elasticity between demand profile and electricity price. This elasticity is essential in the tariff design process because it can represent the customer response about the price signal. In this calculation it is necessary to identify typical load profiles among the consumers using a cluster analysis algorithm. The elasticity is then obtained comparing the typical load profiles with tariff variation between consecutive years. The focus is on the relative variation of tariff and load among the daily 24 hours to capture the customer willingness in changing the load profile due to tariff signals. The methodology is applied to the Light Distribution Network, a company in Brazil.

Index Terms — Electricity Load Profile, Electrical Energy Elasticity, Distribution Tariff, Economic Regulation.

Sumário

1	<u>INTRODUÇÃO</u>	1
1.1	JUSTIFICATIVA	1
1.2	OBJETIVOS	5
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
1.4	APRESENTAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	10
2	<u>TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA</u>	11
2.1	ASPECTOS TARIFÁRIOS	11
2.1.1	FATORES DETERMINANTES DA TARIFA DE FORNECIMENTO	14
2.1.2	NÍVEL TARIFÁRIO	15
2.1.3	CRITÉRIOS DE RATEIO	16
2.1.4	ESTRUTURA TARIFÁRIA	17
2.1.5	FIXAÇÃO DAS TARIFAS	20
2.1.6	REALINHAMENTO TARIFÁRIO	21
2.2	CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES	24
2.3	CONCLUSÃO	27
3	<u>ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DA DEMANDA</u>	28
3.1	CARACTERIZAÇÃO DA CURVA DE CARGA	28
3.2	ANÁLISE DE AGRUPAMENTOS - “CLUSTER ANALYSIS”	31
3.2.1	NORMALIZAÇÃO DAS CURVAS DE CARGA	32
3.2.2	MEDIDAS DE SIMILARIDADE	34
3.2.3	TÉCNICAS DE AGRUPAMENTO APLICADAS PARA CURVAS DE CARGA	39
3.2.4	MEDIDAS DE VALIDAÇÃO DOS AGRUPAMENTOS	50
3.3	CONCLUSÃO	54
4	<u>ELASTICIDADE DEMANDA-PREÇO</u>	55

4.1	MATRIZ DE ELASTICIDADE ABSOLUTA	58
4.2	ELASTICIDADE RELATIVA	63
4.3	CONCLUSÃO	65
5	<u>APLICAÇÃO PARA OS CONSUMIDORES DA LIGHT</u>	<u>66</u>
5.1	PROCESSAMENTO DOS BANCOS DE DADOS	66
5.2	DETERMINAÇÃO DAS TIPOLOGIAS ANUAIS PARA OS CONSUMIDORES	72
5.2.1	ANÁLISE INTER-CONSUMIDORES	73
5.2.2	ANÁLISE INTRA-CONSUMIDOR	77
5.3	CÁLCULOS DAS ELASTICIDADES	80
5.3.1	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS ALIMENTÍCIOS E BEBIDAS – UC115436	80
5.3.2	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS QUÍMICOS – UC90310	83
5.3.3	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS ALIMENTÍCIOS E BEBIDAS – UC37680	86
5.4	RESULTADOS DA ELASTICIDADE RELATIVA	89
6	<u>CONCLUSÕES</u>	<u>93</u>
7	<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>	<u>95</u>
8	<u>APÊNDICES</u>	<u>101</u>
8.1	APÊNDICE 1 – FORMAS DE NORMALIZAÇÃO TESTADAS	101
8.2	APÊNDICE 2 – HISTÓRICO DOS REAJUSTES TARIFÁRIOS	102
9	<u>ANEXOS</u>	<u>104</u>
9.1	ANEXO 1 – CLASSIFICAÇÃO NACIONAL DE ATIVIDADES ECONÔMICAS	104
9.2	ANEXO 2 – CURVAS REPRESENTATIVAS ANUAIS DA AMOSTRA	108
9.2.1	UNIDADES CONSUMIDORAS COM TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	108

Lista de figuras

Figura 2.1 Resumo do Processo	18
Figura 3.1 Processo de obtenção da tipologia	29
Figura 3.2 Formação dos clusters por similaridade	31
Figura 3.3 Distância normalizada pelo valor maior entre duas curvas de carga	38
Figura 3.4 Dendrogramas	40
Figura 3.5 Matrizes de agrupamento pelo método SOM.....	47
Figura 3.6 Resultado obtido pelo SOM.....	47
Figura 3.1 Estruturas da matriz de elasticidades	60
Figura 5.1 Medidores SAGA 1000 e SAGA 2000	68
Figura 5.2 Medidores ELO 2113, ELO 2150D e ELO 2180p.....	68
Figura 5.3 Agrupamentos representativos – Metalurgia Básica, 2004.....	75
Figura 5.4 Agrupamentos representativos – Metalurgia Básica, 2005.....	75
Figura 5.5 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Têxteis, 2003.....	76
Figura 5.6 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Têxteis, 2004.....	76
Figura 5.7 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Têxteis, 2005.....	76
Figura 5.8 Agrupamentos representativos – Produtos Alimentícios e Bebidas, 2003	77
Figura 5.9 Agrupamentos representativos – Produtos Alimentícios e Bebidas, 2004	78
Figura 5.10 Agrupamentos representativos – Produtos Alimentícios e Bebidas, 2005	78
Figura 5.11 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Químicos, 2003.....	78
Figura 5.12 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Químicos, 2004.....	79
Figura 5.13 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Químicos, 2005.....	79
Figura 5.14 Curvas representativas anuais – UC 115436.....	80
Figura 5.15 Curvas representativas anuais – UC 90310.....	83
Figura 5.16 Curvas representativas anuais – UC 37680.....	86
Figura 5.17 Elasticidades relativas para a Indústria de Transformação	89
Figura 5.18 Elasticidades relativas para Outras Atividades	90
Figura 5.19 Fabricação de Produtos Químicos.....	91
Figura 5.20 Fabricação de Produtos Alimentícios e Bebidas.....	91

Figura 8.1 Curvas normalizadas nas formas testadas	101
Figura 8.2 Reajustes tarifários para a energia no horário de ponta na THS Azul	102
Figura 8.3 Reajustes tarifários para a energia no horário fora de ponta na THS Azul.....	102
Figura 8.4 Reajustes tarifários para a demanda no horário de ponta na THS Azul.....	103
Figura 8.5 Reajustes tarifários para a demanda no horário fora de ponta na THS Azul	103
Figura 9.1 Produção de eletricidade e gás do sub-grupo A2	109
Figura 9.2 Transporte e armazenagem do sub-grupo A2	109
Figura 9.3 Fabricação de Máquinas e Equipamentos do sub-grupo A2.....	110
Figura 9.4 Fabricação de Materiais Elétricos do sub-grupo A2	110
Figura 9.5 Fabricação de Móveis do sub-grupo A2	110
Figura 9.6 Fabricação de Papel e Celulose do sub-grupo A2.....	111
Figura 9.7 Produtos de plástico e de borracha sub-grupo A2.....	111
Figura 9.8 Produtos alimentícios e bebidas do sub-grupo A2.....	112
Figura 9.9 Produtos de minerais não metálicos do sub-grupo A2.....	112
Figura 9.10 Fabricação de produtos químicos do sub-grupo A2.....	113
Figura 9.11 Montagem de veículos do sub-grupo A2	113
Figura 9.12 Metalurgia básica do sub-grupo A2	114
Figura 9.13 Reprodução de gravações do sub-grupo A2.....	114
Figura 9.14 Administração pública do sub-grupo A3a.....	115
Figura 9.15 Comércio do sub-grupo A3a	115
Figura 9.16 Outros serviços do sub-grupo A3a.....	115
Figura 9.17 Produção de eletricidade e gás do sub-grupo A3a	116
Figura 9.18 Saúde e serviços do sub-grupo A3a	116
Figura 9.19 Transporte e armazenagem do sub-grupo A3a.....	116
Figura 9.20 Artigos de confecção do sub-grupo A3a.....	117
Figura 9.21 Fabricação de equipamentos do sub-grupo A3a	117
Figura 9.22 Produtos de plástico e de borracha do sub-grupo A3a.....	117
Figura 9.23 Produtos alimentícios e bebidas do sub-grupo A3a	118
Figura 9.24 Produtos metálicos do sub-grupo A3a	118
Figura 9.25 Produtos de minerais não metálicos do sub-grupo A3a.....	119
Figura 9.26 Produtos químicos do sub-grupo A3a.....	120
Figura 9.27 Produtos têxteis do sub-grupo A3a	120

Figura 9.28 Administração pública do sub-grupo A4	121
Figura 9.29 Alojamento e alimentação do sub-grupo A4.....	121
Figura 9.30 Atividade imobiliária do sub-grupo A4	122
Figura 9.31 Comércio do sub-grupo A4.....	123
Figura 9.32 Construção do sub-grupo A4	123
Figura 9.33 Educação do sub-grupo A4	124
Figura 9.34 Intermediação financeira do sub-grupo A4.....	124
Figura 9.35 Outros serviços do sub-grupo A4.....	125
Figura 9.36 Produção de eletricidade e gás do sub-grupo A4.....	125
Figura 9.37 Saúde e serviços do sub-grupo A4	125
Figura 9.38 Transporte e armazenagem do sub-grupo A4	126
Figura 9.39 Produtos alimentícios e bebidas do sub-grupo A4.....	127
Figura 9.40 Papel e celulose do sub-grupo A4.....	128
Figura 9.41 Artigos de plástico e de borracha do sub-grupo A4.....	128
Figura 9.42 Produtos metálicos do sub-grupo A4	129
Figura 9.43 Produtos de minerais não metálicos do sub-grupo A4.....	129
Figura 9.44 Produtos químicos do sub-grupo A4.....	130
Figura 9.45 Produtos têxteis do sub-grupo A4.....	131
Figura 9.46 Reprodução de gravações do sub-grupo A4.....	131
Figura 9.47 Administração pública do sub-grupo AS	132
Figura 9.48 Alojamento e alimentação do sub-grupo AS	132
Figura 9.49 Atividade imobiliária do sub-grupo AS	133
Figura 9.50 Educação do sub-grupo AS.....	133
Figura 9.51 Intermediação financeira do sub-grupo AS.....	133
Figura 9.52 Saúde e serviços do sub-grupo AS.....	134

Lista de tabelas

Tabela 2.1 Componentes do nível tarifário	16
Tabela 2.2 Variação % Tarifa Azul - Demanda	22
Tabela 2.3 Variação % Tarifa Azul - Energia	22
Tabela 2.4 Variação % Tarifa Verde - Energia	22
Tabela 2.5 Classificação pelo nível de tensão de fornecimento	25
Tabela 2.6 Classificação pelo nível de tensão de fornecimento	25
Tabela 2.7 Classificação CNAE	26
Tabela 2.8 Classificação pela estrutura tarifária.....	26
Tabela 3.1 Cálculo da distância entre dois vetores.....	38
Tabela 4.1 Relações entre tarifa horo-sazonal azul de ponta e fora de ponta.....	64
Tabela 5.1 Evolução dos tipos de medidores instalados	67
Tabela 5.2 Quantidade de consumidores da Indústria de Transformação.....	73
Tabela 5.3 Quantidade de consumidores de Outras Atividades	74
Tabela 5.4 Cálculo das variações das demandas horárias	81
Tabela 5.5 Cálculo das variações das demandas por postos horários	81
Tabela 5.6 Cálculo das variações das tarifas para o sub-grupo A4	82
Tabela 5.7 Cálculo da matriz de elasticidades absolutas.....	82
Tabela 5.8 Cálculo da elasticidade relativa	82
Tabela 5.9 Cálculo das variações das demandas horárias	84
Tabela 5.10 Cálculo das variações das demandas por postos horários	84
Tabela 5.11 Cálculo das variações das tarifas para o sub-grupo A3a	85
Tabela 5.12 Cálculo da matriz de elasticidades absolutas.....	85
Tabela 5.13 Cálculo da elasticidade relativa	85
Tabela 5.14 Cálculo das variações das demandas horárias	87
Tabela 5.15 Cálculo das variações das demandas por postos horários	87
Tabela 5.16 Cálculo das variações das tarifas para o sub-grupo A4.....	88
Tabela 5.17 Cálculo da matriz de elasticidades absolutas.....	88
Tabela 5.18 Cálculo da elasticidade relativa	88

Tabela 5.19 Avaliação estatística dos resultados das Indústrias de Transformação	90
Tabela 5.20 Avaliação estatística dos resultados das Outras Atividades	91
Tabela 9.1 Distribuição das atividades em dezembro de 2005.....	104
Tabela 9.2 Distribuição dos consumidores pela classe de consumo	106
Tabela 9.3 Distribuição por sub-grupo tarifário	106
Tabela 9.4 Distribuição segunda a estrutura tarifaria.....	106
Tabela 9.5 Elasticidades absolutas e relativas para tarifa azul e sub-grupo A2	135
Tabela 9.6 Elasticidades absolutas e relativas para tarifa azul e sub-grupo A3a	136
Tabela 9.7 Elasticidades absolutas e relativas para tarifa azul e sub-grupo A4 (a).....	137
Tabela 9.8 Elasticidades absolutas e relativas para tarifa azul e sub-grupo A4 (b)	138
Tabela 9.9 Elasticidades absolutas e relativas para tarifa azul e sub-grupo AS.....	139

Lista de siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANN	Artificial Neural Network
CCC	Conta Consumo de Combustível
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDI	Clustering Dispersion Indicator
CNAE	Classificação Nacional de Atividades Econômicas
CS	Compacidade e Separação
DBI	Davies-Bouldin Index
DNAEE	Departamento Nacional de Energia Elétrica
EDF	Electricité de France
ELO	Empresa Brasileira fabricante de medidores eletrônicos
ER	Elasticidade Relativa
ESB	Empresa Brasileira fabricante de medidores eletrônicos
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
FCM	Fuzzy Clustering Method
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S.A.

MDI	Modified Dunn Index
MIA	Mean Index Adequacy
MME	Ministério das Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RGR	Reserva Global de Reversão
RNA	Rede Neural Artificial
SI	Scatter Index
SMI	Similarity Matrix Indicator
SOM	Self Organising Maps
TE	Tarifa de Energia
TES	Tarifa de Encargo Setorial
TF	Tarifa de Fornecimento
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora

CAPÍTULO 1

1 Introdução

A reestruturação do setor elétrico acompanhada pelas demais atividades relacionadas à infra-estrutura é uma realidade mundial e os países que melhor conseguem incorporar mecanismos de mercado tendem a melhorar a sua competitividade no mercado global proporcionando aos seus cidadãos uma melhor qualidade de vida. Os princípios que norteiam o processo de reestruturação se baseiam na competição e na alocação justa dos custos quando o efeito do monopólio impede a implantação de um mercado pleno. Tanto na previsão do preço da energia elétrica em um ambiente de mercado como na definição de uma tarifa justa para os consumidores, torna-se importante modelar a reação do consumidor frente a uma variação de preço/tarifa de energia elétrica. Uma primeira tentativa na construção deste modelo é o cálculo da elasticidade demanda-preço para cada hora do dia. Este trabalho tenta contribuir nesta direção a partir de dados coletados inicialmente junto aos consumidores de alta tensão.

1.1 Justificativa

A ANEEL tem estabelecido que o realinhamento tarifário é uma meta para retirar os subsídios cruzados existentes entre as várias classes de consumo. Esse realinhamento irá modificar substancialmente a atual estrutura tarifária repercutindo diretamente no comportamento do consumidor frente à variação das tarifas horo-sazonais. O comportamento da demanda e do consumo de energia elétrica é afetado em função do valor pago pelo uso da rede e pelo preço da energia. É bem verdade que a elasticidade demanda-preço da energia elétrica é baixa em geral, ou seja, o consumidor tende a ter um comportamento inelástico, mas dependendo do tipo de atividade econômica do consumidor industrial e comercial e da renda do consumidor residencial, esta pode ser maior. Ao definir as tarifas, o órgão regulador deve ter em mente a resposta do consumidor não só em função do valor médio da tarifa, mas dos valores em cada hora do dia. O comportamento do consumidor frente ao consumo de cada

hora define um perfil de consumo representado pela curva de carga. Este perfil afeta o carregamento das redes de distribuição que por sua vez afeta a operação e o planejamento das mesmas.

Grandes alterações nas sinalizações horo-sazonais têm-se observado ao longo dos anos a partir da adoção de políticas tarifárias, mas pouco aderentes à realidade da operação e do planejamento das redes. Estas práticas têm levado os agentes consumidores e produtores de energia elétrica a tomar decisões muitas das vezes adversas ao melhor aproveitamento dos recursos da rede de transmissão e distribuição, implicando em um aumento dos custos operacionais e de expansão.

As tarifas de energia elétrica no Brasil passaram ao longo da história por várias transformações, contudo sempre foram orientadas segundo uma diretriz de rateio dos custos das distribuidoras proporcionais à responsabilidade de cada unidade consumidora na formação destes custos (Decreto-Lei n. 62.724/1968) [5].

Cerca de 20 anos após a publicação deste Decreto, ocorreu uma grande transformação na metodologia de cálculo da tarifas de energia elétrica que resultou em mudanças no consumo e no comportamento das cargas. Deu-se início, em 1985, a vigência das tarifas horo-sazonais no Brasil para as unidades consumidoras conectadas no sistema interligado (Portaria n. 33/1988) [14].

A metodologia empregada foi incorporada no Brasil pelo então Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, ELETROBRÁS e com assessoria da Electricité de France – EDF.

De lá para cá, muitas mudanças ocorreram no setor elétrico nacional e entre as que tiveram maior impacto quanto à questão tarifária foram:

- A mudança do comportamento e das características das cargas;
 - A expansão do sistema interligado;
 - A desverticalização do setor;
 - O surgimento da figura do consumidor livre;
-

-
- O surgimento de subsídios tarifários;
 - A extinção da remuneração garantida e o surgimento do preço teto como forma de regulação econômica;
 - Estabelecimento do mecanismo de “realinhamento tarifário”.

No entanto, passado mais 20 anos, pouco se fez no sentido de ajustes e atualização técnica das tarifas estabelecidas na década de 80.

Aparentemente esta questão foi negligenciada pelos agentes distribuidores do setor elétrico, mais preocupados com o nível tarifário do que com sua forma de arrecadação, o que resultou inevitavelmente em um desconforto tarifário manifestado por inúmeras unidades consumidoras, uma vez que estas estavam submetidas às tarifas distorcidas por anos de letargia.

Uma avaliação da elasticidade da carga frente à sinalização praticada permitirá à distribuidora de energia elétrica reavaliar a atual sinalização econômica, de forma a propor ao agente regulador ajustes aderentes tanto às diretrizes regulatórias quanto aos anseios dos gestores do sistema. Um ponto fundamental para que possa ser inferida qual a elasticidade da carga é o acesso a uma base de dados bem estruturada e com um histórico de dados relativamente longo.

No entanto, não é prática usual das distribuidoras acompanhar a evolução dos hábitos de consumo dos seus clientes. Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento têm sido desenvolvidos em parceria com as distribuidoras para iniciar estudos nesta área, como o realizado junto à LIGHT. Foram disponibilizados pela distribuidora cerca de três anos de consumo da energia relativos ao faturamento além de arquivos de medições de suas unidades consumidoras.

Dados relativos ao comportamento do consumidor associados aos reajustes tarifários ocorridos no período podem permitir calcular a elasticidade tarifa-curva de carga e analisar a resposta do consumidor frente a esta sinalização. Este trabalho tentou ir nesta direção avaliando os dados e inferindo comportamentos associados ao sinal tarifário.

A compreensão e a equalização do comportamento da carga frente à sinalização econômica são cruciais para o estabelecimento de uma sinalização tarifária adequada às políticas regulatórias e a otimização do sistema de distribuição.

Do ponto de vista do consumidor, os resultados deste trabalho irão fornecer um modelo de análise que permite verificar a importância da tarifa como fator na tomada de decisão no gerenciamento energético. Para a concessionária, além de explicar como a consideração adequada da elasticidade da carga pode otimizar o sistema de distribuição, também pode orientá-la no sentido de que sejam estabelecidos procedimentos internos de coleta de dados de consumo, bem como sobre quais elementos fundamentais devem ser considerados quando do estabelecimento de uma estrutura tarifária.

1.2 Objetivos

O objetivo desta dissertação é a proposição de uma metodologia para calcular a elasticidade tarifa-curva de carga de consumidores de energia elétrica para uso no cálculo de novas tarifas de energia assim como para a avaliação dos efeitos sobre os consumidores.

Esta metodologia faz a caracterização dos consumidores tomando por base a definição de curvas de carga representativas anuais, considerando um sub-conjunto das medições no período entre os reajustes tarifários para mostrar o comportamento do consumidor.

Para isto, são estudados vários algoritmos de agrupamentos que têm sido aplicados para caracterizar tipologias de carga diárias assim como formas de validação dos resultados obtidos por estas técnicas.

Os bancos de dados das distribuidoras de energia contêm um grande número de informações comerciais e relativas ao uso da energia dos seus consumidores. Neste trabalho, as formas de classificação segundo estas informações são usadas para selecionar grupos de consumidores e direcionar as análises de agrupamentos de acordo com o interesse.

No cálculo da elasticidade pretende-se calcular a elasticidade própria, a elasticidade cruzada e a elasticidade relativa nos postos tarifários ponta e fora de ponta.

Na tentativa de captar melhor esta elasticidade foi selecionado um grupo de consumidores dentro da atividade econômica “Indústria de Transformação” e “Outras Atividades” com demanda contratada acima de 500 kW, pela expectativa da presença, neste grupo, de ações de gerenciamento energético.

A partir da metodologia proposta, sugere-se aplicá-la para avaliar os efeitos do realinhamento tarifário que se encerra em 2008, sobre os consumidores.

1.3 Revisão Bibliográfica

O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro [1] criou o ambiente de contratação regulado, onde os consumidores regulados ficaram sujeitos ao leilão da ANEEL e os consumidores livres continuaram a poder negociar diretamente com as geradoras ou comercializadoras o preço da energia elétrica que será consumida. Na busca de alternativas para redução dos gastos com energia elétrica, os consumidores cativos que atendem as especificações para se tornarem consumidores livres, continuaram a migrar do ambiente regulado para o livre quando da oportunidade de preço.

Considerando a relação do perfil de carga do consumidor com a tarifa aplicada pela concessionária, no curto prazo, as diferentes tarifas horárias encorajam os consumidores a terem um comportamento economicamente otimizado. Já no longo prazo, o preço médio afetará o nível do consumo total (KIRSCHEN [34], 2000).

A reação do consumidor frente à tarifa pode ser explicada por uma série de fatores de decisão, e a estrutura do mercado determina como a elasticidade natural deve ser levada em consideração (KIRSCHEN [34], 2000). No mercado de energia inglês, um grande consumidor respondeu significativamente com seu perfil de carga 13 horas após a variação da tarifa.

Considerando as definições de elasticidades própria e cruzada, KIRSCHEN (2000) define uma matriz de elasticidades de 24 horas para verificar a reação do consumidor. No presente trabalho, esta matriz será calculada de forma simplificada visto que na estrutura tarifária brasileira atual só há dois postos tarifários (ponta e fora de ponta) reduzindo a sua dimensão.

A migração do consumo de um horário para outro torna o modelo de elasticidade convencional inadequado para avaliar o efeito do uso de tarifas dinâmicas em larga escala na operação das distribuidoras. Isto porque a carga não aumenta ou diminui como resposta ao preço como outras commodities, mas é redistribuída no curto prazo (DAVID [27], 1989).

O momento da reação do consumidor no mercado cativo não é determinado, porque, provavelmente outras variáveis econômicas poderão influenciar esta mudança. Assim, considera-se a janela de um ano para observar o comportamento do consumidor. Para isto, adota-se a premissa de que a curva de carga diária representativa do consumidor em cada ano é aquela registrada com maior frequência.

Com o advento dos medidores eletrônicos e as tecnologias de comunicação inseridas nesses medidores, as informações das curvas de carga dos consumidores estão cada vez mais rapidamente disponíveis. No entanto, as tarifas reguladas tradicionalmente baseiam-se em informações comerciais como classe de consumo e tipo de atividade. Uma investigação mais aprofundada neste assunto mostrou que há uma correlação muito baixa entre este tipo de classificação e o comportamento do consumidor (CHICCO [23], 2003; [22] 2004).

Uma proposta de reestruturação da tarifa baseada no comportamento do consumidor necessariamente precisa de um procedimento para extrair as tipologias dos consumidores. As tipologias de classes de consumo foram usadas com seus fatores de forma para fixar novas opções tarifárias divididas em dois patamares (CHICCO [26], 2001; [23], 2003).

Conforme apresentado em (TANURE [20], 2000), o termo “Cluster Analysis” foi utilizado pela primeira vez por Tryon, em 1939, e atualmente corresponde a um conjunto de técnicas e algoritmos para classificação.

Com base nessa técnica, vários métodos vêm sendo aplicados com a finalidade de classificar perfis de consumo. Considerando a distância Euclidiana como uma medida para verificar a similaridade entre duas curvas de carga, seus algoritmos modificam o critério de formação dos agrupamentos para obter maior homogeneidade intra-classe e maior distinção inter-classes.

Assim, os métodos clássicos de agrupamentos hierárquicos foram usados por GERBEC [32], (2002) para classificar curvas de carga típicas numa árvore de agrupamentos. Neste caso o critério de ligação foi da menor distância entre os parâmetros das curvas. Outras variações deste método usaram critérios de ligação pela distância média e de ligação de Ward para comparar a consistência dos grupos formados (CHICCO [21], 2006).

Outros métodos de agrupamentos não hierárquicos como o “k-means” e o Fuzzy k-means (*Fuzzy Clustering Method* – FCM) (GERBEC [30], 2004; [29], 2005), (CHICCO [24], 2003; [21], 2006), geram uma matriz de pertinência da curva com relação ao grupo, sendo que no primeiro é rígido (0 ou 1) e no segundo é fuzzy (> 0 e < 1).

Um novo método chamado *Modified follow-the-leader* foi apresentado por CHICCO [23] (2003) para eliminar a necessidade de inicialização do número de agrupamentos K , e para determinar os centros desses agrupamentos por um processo iterativo. No entanto, neste método uma medida limite de erro ρ precisa ser testada até que os agrupamentos fiquem consistentes (CHICCO [23], 2003; [22], 2004; [21], 2006).

O uso das redes neurais também foi utilizado para formar os Mapas Auto Organizáveis (Self Organising Maps – SOM) introduzidos por Kohonen, citado por PAULA [17] (2006). Aqui uma matriz geralmente bi-dimensional é formada com as curvas de carga, onde através de um processo competitivo as curvas similares se aglomeram na vizinhança daquela mais representativa do grupo. Porém, um pós processamento destes mapas é necessário para efetivamente formar as tipologias sendo um método mais recomendado para fins didáticos visuais (CHICCO [25], 2002; [22], 2004; [21], 2006; [23], 2003).

Partindo do princípio que as tipologias de carga já sejam conhecidas, técnicas probabilísticas de redes neurais (Probabilistic Neural Network – PNN) foram usadas para fazer a alocação de consumidores aos grupos (GERBEC [29], 2005; [31], 2003).

O método das redes neurais artificiais (Artificial Neural Network – ANN) foi comparado ao FCM por ZACARIA [36] para fazer os agrupamentos, concluindo que apesar dos resultados similares, o FCM apresentou maior flexibilidade e sensibilidade para separar as curvas de carga.

O método das Nuvens Dinâmicas propõe um processo iterativo com a redefinição dos centros dos agrupamentos de forma que haja uma convergência na determinação dos grupos (SOBROSA [19], 2004), (DNAEE [38], 1985).

Considerando que na maioria dos métodos há a necessidade de se determinar o número K de agrupamentos, dois tipos de medidas de validação dos seus resultados foram apresentadas (CHICCO [23], 2003). A primeira relacionada à distância inter-grupos (entre as

curvas de carga representativas de cada grupo, medindo sua separação) e a segunda relacionada à razão entre as distâncias intra-grupo (compactação de cada grupo) e a distância inter-grupos.

Estas medidas de validação são em geral funções decrescentes do número de agrupamentos K , sendo usadas para indicar qual o melhor número de agrupamentos a ser usado ou para comparar o desempenho de diferentes algoritmos (CHICCO [21], 2006, [22] 2004, [24] 2003). O critério de adotar o “joelho” da curva como o melhor número K pode levar a um número muito elevado de grupos quando se quer classes para propósitos tarifários. Neste caso sugere-se que os aspectos práticos relativos à elaboração dos menus tarifários sejam considerados (CHICCO [21], 2006).

Os resultados obtidos pela comparação de sete métodos de validação foram altamente consistentes, sendo capazes de formar os agrupamentos desejados, com exceção do método dos Mapas Auto Organizáveis (SOM) quando o número K fica acima de vinte grupos (CHICCO [21], 2006).

1.4 Apresentação da dissertação

Além das Referências Bibliográficas, Apêndices e Anexos, o texto contém mais seis capítulos, contendo as seguintes informações:

Capítulo 1 – Introdução: apresenta uma abordagem do setor elétrico atual focalizando as questões tarifárias. Também apresenta a justificativa do trabalho frente a esta abordagem, seus objetivos e uma revisão bibliográfica com as ferramentas utilizadas em pesquisas recentes.

Capítulo 2 – Tarifa de Energia Elétrica: trata da tarifa da energia elétrica no Brasil em aspectos históricos e em sua estrutura atual. São destacados os seguintes aspectos: fatores determinantes da tarifa de fornecimento, nível tarifário, critérios de rateio, estrutura tarifária, fixação das tarifas, realinhamento tarifário e classificação dos consumidores.

Capítulo 3 – Análise do Comportamento da Demanda: aborda os temas de levantamento e análise de dados de medição para caracterização das curvas de carga. Também são apresentadas as técnicas de formação e validação dos agrupamentos, por medidas de similaridade das curvas normalizadas. Com isto são obtidas as curvas de carga representativas do comportamento anual dos consumidores.

Capítulo 4 – Elasticidade Demanda-Preço: são apresentadas as fundamentações teóricas do estudo da elasticidade, diferenciando elasticidades absoluta, cruzada e relativa para os períodos de ponta e fora de ponta em resposta às tarifas vigentes no ambiente regulado.

Capítulo 5 – Estudo de Caso para uma Amostra de Consumidores: a metodologia desenvolvida é apresentada e aplicada sobre uma amostra de consumidores com demanda acima de 500 kW. Os resultados são analisados para os agrupamentos inter e intra consumidores fornecendo as referências para o cálculo das elasticidades.

Capítulo 6 – Conclusões: a partir da análise dos resultados comenta-se a aplicabilidade da metodologia proposta finalizando com sugestões para futuros trabalhos.

CAPÍTULO 2

2 Tarifa de Energia Elétrica

2.1 Aspectos tarifários

A história da legislação tarifária descreve o longo processo evolutivo percorrido pelas tarifas de energia elétrica. Observa-se que as unidades consumidoras sempre tiveram um papel determinante neste processo. Primeiramente elas foram agrupadas em dois grandes conjuntos, em função do nível de tensão em que estivessem conectados (Decreto-Lei n. 41.019/1957) [6]:

- Grupo A: consumidores ligados em tensão igual ou superior a 2.300 volts.
- Grupo B: consumidores ligados em tensão inferior a 2.300 volts.

Posteriormente foram classificadas em classes e subclasses em função de suas características sócio-econômicas (Decreto-Lei n. 75.887/1975) [4], (Portaria n. 958/1976) [16], (Decreto-Lei n. 86.463/1981) [3] e (Portaria n. 222/1987) [15]:

- Residencial;
 - ⇒ Residencial;
 - ⇒ Residencial Baixa Renda;
 - Industrial;
 - Comércio, serviços e outras atividades;
 - Rural;
 - ⇒ Agropecuária;
 - ⇒ Cooperativa de Eletrificação Rural;
 - ⇒ Indústria Rural;
 - ⇒ Coletividade Rural;
 - ⇒ Serviço Público de Irrigação Rural;
 - ⇒ Escola Agrotécnica;
-

-
- Poderes públicos;
 - Iluminação Pública;
 - Serviços públicos;
 - ⇒ Tração Elétrica;
 - ⇒ Água, Esgoto e Saneamento
 - Consumo próprio.

As tarifas de energia elétrica foram desenvolvidas considerando o universo de unidades consumidoras ao qual seriam aplicadas, a otimização do sistema elétrico verticalizado, a viabilização do acesso e do consumo para classes de unidades consumidoras menos providas de recursos financeiros, o desenvolvimento regional e a universalização do serviço de energia elétrica.

Até 1994 as concessionárias de energia elétrica eram verticalizadas e todas as unidades consumidoras de uma mesma área de concessão, independente do grupo tarifário e de sua classificação, tinham em comum a concessionária de energia à qual estavam conectadas, sendo exercidos por esta concessionária vários papéis: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Nessa configuração a concessionária “fornecia” energia elétrica às suas unidades consumidoras na contrapartida da aplicação de tarifas de fornecimento.

Com a desverticalização e o surgimento da figura do consumidor livre em 1995, onde havia apenas uma concessionária de energia elétrica passam a existir três concessionárias independentes: de geração, de transmissão e de distribuição. A atividade de distribuição foi impedida de exercer o monopólio da comercialização de energia elétrica em sua área de concessão, pois foi estabelecido para o consumidor livre a possibilidade de comprar energia elétrica de um comercializador diferente da concessionária de distribuição. Nesta configuração, a concessionária passa a disponibilizar apenas o livre acesso ao sistema de transporte de energia elétrica mediante ao ressarcimento do custo do transporte envolvido (Lei n. 9.074/1995) [2].

As tarifas de fornecimento então passam a ser compreendidas como a agregação de tarifas de transporte e tarifas de energia elétricas propriamente ditas.

O livre acesso e a desverticalização têm alterado profundamente a forma de se analisar as tarifas de fornecimento, afinal foram 60 anos pensando apenas no todo e não individualmente em suas componentes formadoras. Da necessidade de desagregar as tarifas de fornecimento surgiram inúmeras questões, muitas delas ainda hoje sem uma clara posição regulatória estabelecida:

- Qual o papel da concessionária de distribuição de energia elétrica?
- Qual sistema elétrico deve ser otimizado com a sinalização tarifária?
- Os subsídios tarifários existentes estão adequadamente alocados entre as diversas classes de unidades consumidoras?
- Qual é a tarifa de transporte ideal para o sistema de distribuição?
- Existe algum subsídio nas tarifas de transporte do sistema, uma vez que ela é parte integrante da tarifa de fornecimento?
- As tarifas estão adequadamente ajustadas aos perfis de consumo das cargas de forma a atribuir corretamente a responsabilidade de cada unidade consumidora na composição do custo da concessionária de distribuição de energia elétrica?

Para as concessionárias de geração que foram privatizadas não existiam mais as tarifas de energia, mas apenas o preço. Para as demais concessionárias de geração foi estabelecida uma regra de transição das tarifas para preços de energia. Esta transição estava concatenada à desconstrução do suprimento entre as distribuidoras e as geradoras de energia elétrica.

Para as concessionárias de transmissão foram criadas tarifas de transporte para custear os encargos setoriais, a operação, a manutenção e a remuneração dos ativos de transmissão. Estas tarifas de transporte foram denominadas de Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST (Portaria n. 459/1997) [13].

As concessionárias de distribuição continuaram praticando as suas tarifas de fornecimento para as unidades consumidoras que não exerceram a opção de se tornarem livres. Para as que optaram, passaram a praticar tarifas de transporte por nível de tensão denominadas de Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD (Portaria n. 459/1997) [13].

Se as tarifas de fornecimento foram criadas e estabelecidas em 1988 pela Portaria nº. 33/1988 [14], considerando um sistema verticalizado e um universo de consumidores sem sinalização horo-sazonal, era de se esperar que tivesse ocorrido uma reavaliação das metodologias de cálculo destas tarifas após 15 anos de contínua modificação dos hábitos de consumo. Por exemplo, o sinal tarifário de ponta e fora de ponta continua a utilizar resultados de comportamento do consumidor obtidos há 15 anos atrás.

2.1.1 Fatores determinantes da tarifa de fornecimento

A Tarifa de Fornecimento, TF, originou-se como o reflexo de uma estrutura agregada, e desta forma compreende os custos de toda a cadeia produtiva de energia elétrica. No entanto, atualmente é possível desagregá-la, primeiramente em função das atividades que representa: Geração, Transporte associado à Transmissão, Transporte associado à Distribuição e Comercialização, e posteriormente em função de cada elemento formador dos custos destas atividades.

Como a Tarifa de Geração e Comercialização, aqui denominada de tarifa de energia, TE, é resultante de uma negociação ou leilão, esta reflete as expectativas de mercado em relação ao valor da energia elétrica, ou seja, já engloba os custos de capacidade, custos de combustível e operação e manutenção das usinas de geração. Na realidade, o termo tarifa para este segmento não deveria ser usado, pois o que existe é o preço da energia.

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), corresponde à soma dos custos de cada componente da rede ponderado pela proporção de uso sobre a capacidade do componente. O custo de cada componente é derivado do resultado dos leilões realizados pela ANEEL para construção de linhas e instalação de subestações. Os custos assim estabelecidos são pagos pelos usuários da rede para que o detentor da concessão coloque o componente apto a operar segundo os critérios estabelecidos nos leilões.

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), em tese, deveria refletir apenas as responsabilidades dos acessantes na composição dos custos de distribuição do sistema. No entanto, existe um conjunto de custos na distribuição que não são necessariamente de distribuição. Os encargos setoriais refletem essas parcelas dos custos, e

são denominados neste trabalho de Tarifas de Encargos Setoriais, TES. Assim, a Tarifa de Fornecimento pode ser descrita como (Resolução ANEEL n. 166/2005) [7]:

$$TF = TUST + TUSD + TES + TE \quad (\text{Equação 2.1})$$

Desta forma para calcular as Tarifas de Fornecimento basta estabelecer suas tarifas determinantes.

Como a TUST e a TE são variáveis exógenas ao processo de cálculo, o estabelecimento da TUSD e da TES define a Tarifa de Fornecimento no contexto atual.

2.1.2 Nível Tarifário

O Nível Tarifário estabelece o volume econômico de recursos que uma distribuidora de energia elétrica necessita para se manter na condição de equilíbrio econômico e financeiro, ou seja, manter, operar, expandir e remunerar adequadamente o capital investido na atividade de distribuição.

O estabelecimento do nível tarifário de uma concessionária de distribuição é fundamental ao processo de cálculo das tarifas. Em um primeiro momento pode-se simplificarmente interpretar as tarifas como o resultado de um critério de rateio aplicado ao nível tarifário.

A adequada definição do critério de rateio a ser aplicado a cada componente formador do nível tarifário resulta na definição justa, ou não, das tarifas de aplicação. Para se definir qual o melhor método a ser utilizado, antes de qualquer coisa é preciso conhecer quantitativamente e qualitativamente cada componente.

Atualmente o nível tarifário pode ser explicado por 23 componentes descritos na Tabela 2.1. Já os montantes econômicos e financeiros de cada componente são facilmente

identificados nos processos periódicos de revisão tarifária de cada distribuidora de energia elétrica (Resolução ANEEL n. 166/2005) [7].

Tabela 2.1 Componentes do nível tarifário

Número	Nome do Componente
1	Custo de Capital
2	Custos de Operação e Manutenção
3	Quotas de Reintegração
4	Provisão para Devedores Duvidosos
5	RGR
6	ONS
7	Conexão
8	TUSD
9	TUST
10	CCC
11	PROINFA
12	ESS
13	Transporte de ITAIPU
14	CDE
15	Perdas Técnicas
16	Perdas Comerciais
17	Energia
18	Geração Própria
19	Energia de ITAIPU
20	P&D e Eficiência Energética
21	TFSEE
22	Energia Rede Básica
23	Compensação Financeira

2.1.3 Critérios de Rateio

Uma vez estabelecidos os componentes do nível tarifário é preciso decidir qual método de rateio será utilizado para atribuir a cada usuário de rede, aqui denominado de acessante, a responsabilidade no estabelecimento deste componente.

Se os acessantes não têm qualquer responsabilidade na formação do componente em questão, então a despesa com esse componente será distribuída uniformemente entre os acessantes do sistema, estabelecendo assim uma tarifa selo equivalente.

Se os acessantes de alguma forma podem interferir no estabelecimento desse componente, então a despesa com esse componente será atribuída entre os acessantes proporcionalmente à responsabilidade destes acessantes na formação dessa despesa. O critério de rateio utilizado em geral baseia-se na teoria marginalista.

Os componentes cujos montantes são influenciados pelo comportamento da carga podem ser agrupadas em um conjunto denominado de receita de distribuição. O rateio desta receita a partir da teoria marginalista definirá a estrutura tarifária da concessionária de distribuição.

2.1.4 Estrutura Tarifária

Definida a receita total de distribuição é preciso que se aloque a cada nível de tensão uma receita suficiente para expandir, operar e manter as redes desses níveis.

O critério para alocação de receita entre níveis de tensão baseia-se na estrutura estabelecida pelos custos marginais de expansão de capacidade das redes.

A Figura 2.1 apresenta de forma sucinta a seqüência de passos utilizados pela ANEEL para o estabelecimento de uma estrutura tarifária:

- Cálculo dos Custos Marginais de Capacidade;
 - Definição da Receita Total de Distribuição;
 - Abertura da Receita Total de Distribuição, por nível de tensão, utilizando os Custos Marginais de Capacidade;
-

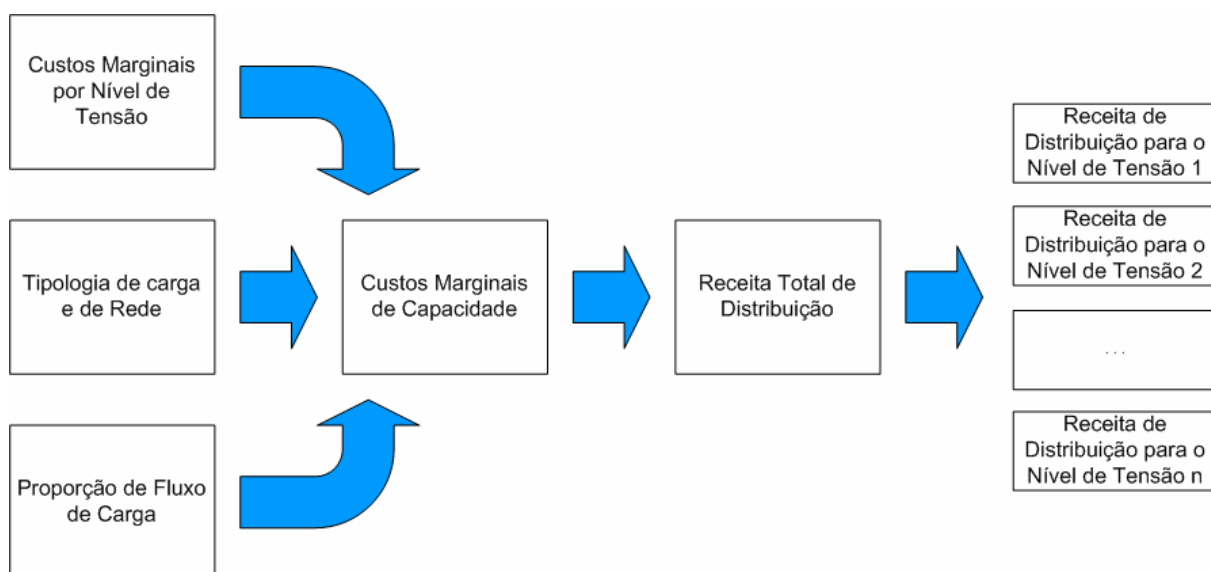


Figura 2.1 Resumo do Processo

Conforme observado na ilustração anterior, além da Receita Total de Distribuição também são necessários ao processo os custos marginais por nível de tensão, as tipologias de carga e de rede além da proporção de fluxo na condição de maior carregamento do sistema da distribuidora.

⇒ Tipologias

As tipologias são obtidas com a recuperação da medição dos grandes consumidores e através da realização de campanhas de medidas, onde são utilizadas técnicas de amostragem probabilística na definição de uma amostra representativa do universo das redes e das unidades consumidoras em estudo.

A inviabilidade prática da construção de tarifas a partir da análise do comportamento individual da curva de carga dos consumidores, torna necessária a definição de um número conveniente de curvas de carga típicas ou tipologias, que representem a totalidade dos consumidores e as transformações da empresa distribuidora de energia elétrica. Maior detalhamento deste procedimento é apresentado nos próximos capítulos deste trabalho.

⇒ Custos Marginais de Capacidade

Segundo a teoria econômica os custos marginais constituem um sinal adequado para orientar o consumo no sentido de uma alocação eficiente dos recursos. Desta forma é natural que uma estrutura tarifária racional, onde cada consumidor paga pelo custo incorrido pela distribuidora no seu atendimento, seja baseada nos custos marginais.

O custo marginal de capacidade é a responsabilidade do cliente-tipo nos custos de desenvolvimento do sistema, e depende da coincidência da demanda máxima do cliente com a demanda máxima das redes dos diversos segmentos do sistema.

A aplicação do custo marginal às tarifas de fornecimento procura atribuir para cada grupo de consumidores a fração do custo proporcional ao serviço que lhe foi prestado, tornando a alocação justa.

À medida que novos consumidores são inseridos no sistema elétrico ou antigos consumidores aumentam seu consumo, há um aumento da necessidade de expansão do sistema, refletindo em aumento de custos para a sociedade.

Desta forma a decisão de mudança de hábito de consumo pode refletir no custo marginal impactando na necessidade de investimentos no sistema.

A fundamentação da tarifa baseada no custo marginal tem três princípios: neutralidade, igualdade e eficácia [38].

A neutralidade diz respeito ao nível de preço. Uma tarifa é dita neutra quando guarda uma relação tão mais unitária quanto possível com o respectivo custo. A igualdade ocorre quando não se pratica a discriminação entre consumidores, isto é, consumos com características semelhantes são tarifadas da mesma maneira. A eficácia deriva da idéia teórica de que o preço no mercado competitivo tende para o custo marginal.

Os benefícios obtidos com uma estrutura de preços de energia elétrica calçada em custos marginais são repartidos entre todos os agentes econômicos que participam do processo. De um lado, o sistema de oferta se torna mais eficiente na medida em que as tarifas levam a uma utilização mais racional das instalações existentes e reduzem a necessidade de

investimento, com conseqüente diminuição dos custos incorridos. De outro, como conseqüência, as tarifas e as faturas do consumidor também se reduzem.

2.1.5 Fixação das Tarifas

Conforme descrito anteriormente, são utilizadas no Brasil hoje duas formas de fixação das tarifas, selo ou rateio por custo marginal de capacidade, sendo que a distinção entre uma opção ou outra, se dá a partir do entendimento do regulador se a unidade consumidora é ou não co-responsável pelo estabelecimento do elemento de custo a ser tarifado.

No caso específico da utilização do critério de rateio por custo marginal, observa-se um efeito circular de dependência entre o estabelecimento das tarifas e a forma com que as unidades consumidoras utilizam o sistema de distribuição. Anteriormente ao estabelecimento das tarifas horo-sazonais, existia um perfil de utilização do sistema unicamente em função do processo econômico e/ou social associado à unidade consumidora (Decreto-Lei n. 62.724/1968) [5]. A partir da década de 80, com a implantação das tarifas horo-sazonais, as cargas sujeitas a este sinal econômico passaram a modular, ou não, e o sistema se desenvolveu em observância a este novo padrão de consumo (Portaria n. 33/1988) [14].

Infelizmente, com a implantação não totalmente abrangente das tarifas horo-sazonais na década de 80, uma vez que parte das cargas conectadas em média tensão e todas as conectadas em baixa tensão não tiveram suas tarifas sinalizadas, a otimização do sistema não se deu por completo.

Da necessidade do estabelecimento das tarifas foram realizadas campanhas de medição 25 anos após a implantação das citadas tarifas horo-sazonais (Resolução ANEEL n. 152/2003) [10]. Observou-se que as campanhas refletiam uma forma de utilização resultante da sinalização tarifária vigente. No entanto, o efeito da dependência existente no estabelecimento de novas tarifas com o comportamento resultante das tarifas antigas mostrou que existe uma dinâmica não capturada pelo regulador.

O órgão regulador diante dessa situação, incapaz de estimar qual seria o comportamento da carga frente a uma nova sinalização tarifária, optou por manter o sinal econômico histórico, limitando-se apenas ao rateio por custo marginal de capacidade da receita total de distribuição entre os diversos níveis de tensão. A sinalização horo-sazonal foi mantida para evitar comportamento do consumidor não previsíveis.

2.1.6 Realinhamento Tarifário

A partir do cálculo das tarifas de fornecimento pela composição das tarifas determinantes, observou-se que as tarifas vigentes divergiam das tarifas de fornecimento calculadas. No intuito de corrigir esta discrepância foi estabelecido um processo gradual de correção denominado realinhamento tarifário. Esse processo iniciou-se em 2003, com término previsto para o ano de 2007.

Curiosamente, apesar da preocupação do regulador quanto ao desconhecimento do comportamento da carga frente à sinalização tarifária, o processo de realinhamento tarifário em si inseriu uma forte sinalização econômica às unidades consumidoras, tanto em termos absolutos quanto em termos relativos, uma vez que o realinhamento altera o nível das tarifas e a ponderação horo-sazonal existente nas mesmas.

As tabelas a seguir apresentam as variações percentuais observadas, no período de 2002 a 2004, das relações horárias das tarifas de fornecimento, horo-sazonais Azul e Verde determinadas no anexo II, das resoluções homologatórias da LIGHT (Resolução ANEEL n. 613/2002) [11] (Resolução ANEEL n. 591/2003) [9] (Resolução ANEEL n. 260/2004) [8]. Para efeito de faturamento mensal, conforme a Resolução ANEEL 456/2000 [12], na tarifa horo-sazonal Azul existem duas tarifas para energia (ponta e fora de ponta) e duas tarifas para demanda (ponta e fora de ponta). Na tarifa horo-sazonal Verde existem duas tarifas para energia e uma para demanda. Considerando o período de vigência da tarifa, o mesmo vale para os períodos Seco e Úmido.

Tabela 2.2 Variação % Tarifa Azul - Demanda

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL DEMANDA	Percentual de variação em 3 anos da relação Ponta/FPonta
SUBGRUPO	
A2 (88 a 138 kV)	8,71%
A3a (30 a 44 kV)	4,98%
A4 (2,3 a 25 kV)	4,57%
AS (Subterrâneo)	14,13%

Tabela 2.3 Variação % Tarifa Azul - Energia

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL ENERGIA	Percentual de variação em 3 anos da relação Ponta/FPonta período SECO	Percentual de variação em 3 anos da relação Ponta/FPonta período ÚMIDO
SUBGRUPO		
A2 (88 a 138 kV)	11,70%	10,57%
A3a (30 a 44 kV)	-8,11%	-9,83%
A4 (2,3 a 25 kV)	-7,96%	-9,63%
AS (Subterrâneo)	-7,86%	-9,51%

Tabela 2.4 Variação % Tarifa Verde - Energia

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE ENERGIA	Percentual de variação em 3 anos da relação Ponta/FPonta período SECO	Percentual de variação em 3 anos da relação Ponta/FPonta período ÚMIDO
SUBGRUPO		
A3a (30 a 44 kV)	-25,58%	-26,50%
A4 (2,3 a 25 kV)	-23,39%	-24,28%
AS (Subterrâneo)	-22,42%	-23,28%

A variação na tarifa horo-sazonal Azul mostra aumento das tarifas de demanda e redução das diferenças das tarifas de energia, transferindo parte do faturamento da energia para a demanda.

Quanto à variação da tarifa de energia horo-sazonal verde houve no período diminuição das diferenças entre as tarifas de ponta e fora de ponta favorecendo o aumento da tarifa no horário fora de ponta.

Conforme é visto nos capítulos subseqüentes, foi utilizada estas diferenças entre as tarifas para observar o comportamento do consumidor frente a uma sinalização tarifária.

2.2 Classificação dos consumidores

As informações disponíveis nos bancos de dados das concessionárias de energia elétrica que são normalmente usadas para classificar o consumidor incluem características da forma da curva de carga medida e características externas como as informações comerciais.

Estas informações comerciais podem ser usadas para fazer uma separação preliminar dos consumidores, reduzindo o número de curvas que serão analisadas juntas, no caso da análise do comportamento do consumidor. Este processo foi chamado de *atomização*, e cria sub-conjuntos de consumidores.

As informações tiradas das medições podem ser usadas diretamente ou indiretamente. Quando usadas diretamente, os dados são colocados em vetores que representam o perfil de consumo diário numa taxa de amostragem definida pelo usuário, a qual influenciará na velocidade do processo de classificação. Indiretamente, as informações das medições podem ser usadas para gerar fatores de forma. São exemplos de fatores de forma a relação da potência média sobre a máxima no mesmo período, a relação da potência média no horário do almoço, da noite ou da luz do dia sobre a média do dia todo, ou também as relações de potência nos períodos de ponta e fora de ponta, conforme apresentados em [23], [25], [26] e [28].

É comum usar o tempo de 1 hora no intervalo de 24 horas diárias para criar os vetores da curva de carga que serão normalizados posteriormente, porém esta taxa de amostragem pode ser qualquer número relacionado com a resolução do medidor [25].

Os fatores de forma podem identificar especificamente os coeficientes de modulação de carga (razão entre a potência média na ponta ou fora ponta e a potência média do dia), de não-uniformidade (razão entre a potência mínima e a máxima diária) e de preenchimento (razão da potência média pela máxima diária).

Recomenda-se em [26] que neste processo de classificação deve ser usada a combinação de mais de um fator de forma para excluir qualquer ambigüidade.

Entre as informações comerciais que definem a relação do consumidor com a concessionária, segundo as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica [12], estão a tensão de fornecimento, a classe, a atividade econômica e a estrutura tarifária.

a) Tensão de fornecimento

A utilização da tensão de fornecimento para classificação dos consumidores tem um propósito muito importante na pré-seleção das unidades consumidoras. Importante porque é a forma de categorização vinculada à tarifa normalmente utilizada pelas distribuidoras. O processo de determinação das curvas de carga representativas agrupadas por este critério mostra que há uma diversidade de comportamentos dentro do mesmo sub-grupo tarifário.

Tabela 2.5 Classificação pelo nível de tensão de fornecimento

Sub-grupo	Tensão de fornecimento
AS	$T < 2,3 \text{ kV}$
A4	$2,3 \text{ kV} < T < 25 \text{ kV}$
A3a	$30 \text{ kV} < T < 44 \text{ kV}$
A3	$T = 69 \text{ kV}$
A2	$88 \text{ kV} < T < 138 \text{ kV}$

b) Classe

A separação dos consumidores pela classe é outra forma de pré-seleção dos consumidores. O código associado à classe vem do banco de dados de faturamento da distribuidora.

Tabela 2.6 Classificação pelo nível de tensão de fornecimento

Código	Classe
01	Residencial
02	Industrial
03	Comercial
04	Rural
05	Poder Público
06	Iluminação Pública
07	Serviço Público
08	Consumo Próprio
09	Revenda

c) Atividade econômica

A Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) apresenta as classificações das atividades econômicas em 5 níveis de detalhamento. A Tabela 2.7 apresenta um exemplo deste detalhamento para o caso da agricultura.

Tabela 2.7 Classificação CNAE

Nível	Qtd	Exemplo
Seção	17	A - Agricultura, pecuária, silvicultura e exploração florestal
Divisão	59	01 - Agricultura, pecuária e serviços relacionados
Grupo	222	011 - Produção de lavouras temporárias
Classe	580	0111-2 - Cultivo de cereais para grãos
Sub-classe	1.183	0111-2/01 - Cultivo de arroz

Algumas atividades têm mais unidades consumidoras do que outras, assim, a seleção adequada do nível deste código deve mostrar o tamanho dos grupos de consumidores que poderão ser analisados juntos.

Estabelecer, por exemplo, o nível das Seções da CNAE como um ponto de vista sobre as unidades consumidoras, permite a criação de 17 categorias para criação dos agrupamentos de curvas de carga associados às atividades pré-estabelecidas no código.

d) Estrutura tarifária

A aplicação de filtros de classificação de consumidores pela sua estrutura tarifária também tem importância na avaliação dos efeitos do realinhamento tarifário devido aos reajustes diferenciados que ocorreram na tarifação binômia.

Tabela 2.8 Classificação pela estrutura tarifária

Código	Tarifa
1	Convencional
2	Azul
4	Verde

2.3 Conclusão

Este capítulo apresentou os diversos tipos de tarifa de energia elétrica e as suas relações com os consumidores. Foi feita uma análise de como a tarifa é formada desde a mensuração do nível tarifário até o rateio da receita total a ser auferida entre os diversos consumidores e usuários das redes de transmissão e distribuição.

No próximo capítulo é feita uma análise do comportamento da demanda que representa uma outra variável juntamente com a tarifa na definição da elasticidade.

CAPÍTULO 3

3 Análise do Comportamento da Demanda

3.1 Caracterização da curva de carga

Os perfis típicos de carga diária de eletricidade (energia e potência), também conhecidos como tipologias, são informações fundamentais no cálculo das tarifas que remuneram o serviço de distribuição de energia elétrica [35].

Na determinação das tarifas, além desta caracterização do comportamento da carga por níveis de tensão do sistema elétrico utilizam-se os custos marginais do sistema nos mesmos níveis conforme a Figura 2.1.

A forma como uma unidade consumidora consome a energia depende dos diferentes usos finais que são dados para a energia elétrica. Uma análise fundamentalista do uso final, numa abordagem por atividade econômica, permite a caracterização da curva de carga de acordo com o tipo de processo.

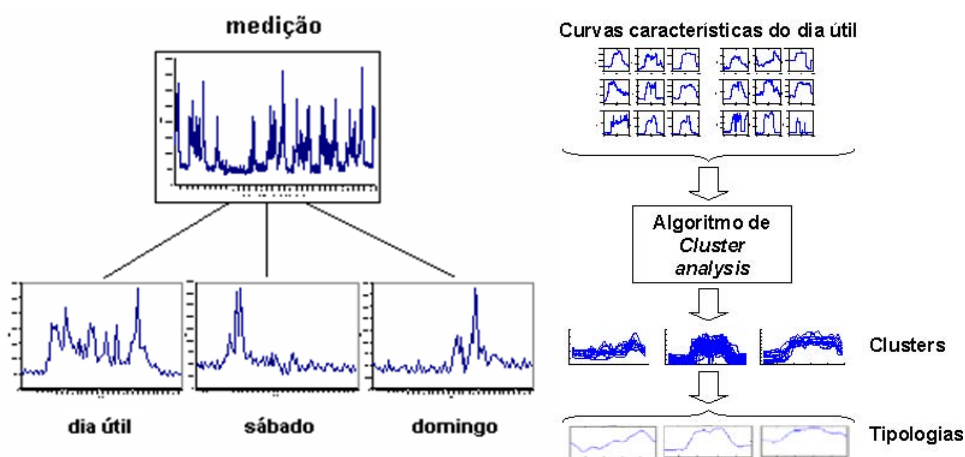
É comum também determinar a curva de carga representativa por classes de consumo (industrial, comercial, residencial etc), por atividades econômicas (fabricação de papel e celulose, fabricação de produtos químicos, transporte e armazenagem, etc) ou por níveis de tensão de fornecimento (subestações).

O conhecimento da curva de carga depende da obtenção de dados de medição que pode ser feita através da recuperação de dados de medição dos consumidores submetidos à tarifação binômica ou através de campanhas de medição de subestações ou em uma amostra de consumidores, geralmente de baixa tensão.

A análise das curvas de carga mostra que o comportamento do consumidor nos dias da semana é diferente [38]. Quando se iniciou a aplicação da tarifação horo-sazonal, a separação destes comportamentos foi feita da seguinte forma:

- a) Os dias compreendidos entre terça-feira e sexta-feira apresentavam consumo constante;
- b) O consumo do domingo era o menor, correspondendo a 26% do consumo dos dias da semana referidos acima;
- c) O consumo do sábado era 11% inferior aos dos dias da semana;
- d) O consumo da segunda-feira era atípico, em geral com consumo 4% inferior aos outros dias pelo baixo consumo no período da madrugada.

No processo de obtenção da curva de carga dos consumidores conforme mostrado na Figura 3.1, identificam-se três curvas diárias características: uma curva para o dia útil, uma para o sábado e outra para o domingo. Quando se deseja estimar o consumo de energia anual, as tipologias do final de semana tem a finalidade de serem utilizadas como fatores de ponderação [35].



(Fonte: PESSANHA, 2006) [35]

Figura 3.1 Processo de obtenção da tipologia

Conforme apresentado por SOBROSA (2004) [16]:

“a caracterização da carga tem a finalidade de identificar e analisar o comportamento da carga dos clientes e/ou pontos do sistema, acompanhando a evolução das alterações ocorridas devido às ações executadas sobre o mercado sejam eles sinais tarifários, programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) e/ou de conservação de energia”.

Neste sentido, a caracterização da carga implica:

- ⇒ no conhecimento do perfil de consumo dos clientes;
 - ⇒ no acompanhamento do carregamento horário das redes por nível de tensão;
 - ⇒ na responsabilidade do consumidor no custo de expansão;
 - ⇒ no planejamento considerando a decisão de investimento e o dimensionamento do sistema;
 - ⇒ nos projetos de gerenciamento da carga e programas de conservação de energia;
 - ⇒ em estudos de perdas;
 - ⇒ na previsão da demanda de energia elétrica nos sub-sistemas.
-

3.2 Análise de Agrupamentos - “Cluster Analysis”

A análise de agrupamentos ou “*cluster analysis*” é aplicada quando se deseja determinar uma estrutura natural de agrupamentos de objetos multidimensionais, com base em medidas de similaridade ou distância dos objetos [39]. A análise de cluster separa um conjunto de N objetos em K classes mutuamente exclusivas, de forma que os objetos de uma mesma classe sejam semelhantes entre si, mas diferentes dos objetos pertencentes às outras classes. Isto é, no processo de formação dos clusters, os elementos de cada classe possuem o maior grau de homogeneidade e os elementos entre as classes possuem o maior grau de heterogeneidade possível.

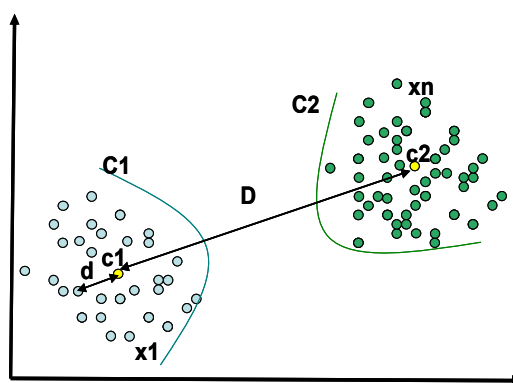


Figura 3.2 Formação dos clusters por similaridade

Quando o objetivo do processo de agrupamento é identificar perfis de carga que mostrem o comportamento do consumidor, o resultado define um conjunto com tipologias de consumo de energia elétrica. Neste caso, cada objeto $n \in N$ tem H atributos horários, formando um conjunto de vetores.

Nota-se, porém, que os dados de medição encontram-se na forma de potência (ou energia). Para isto, a comparação entre curvas de carga diárias deve ser feita na forma normalizada, desconsiderando o tamanho dos consumidores.

Assim, o primeiro passo para identificar os agrupamentos a serem formados na análise de *cluster* é a normalização das curvas de carga. Ou seja, os dados em potência das curvas de carga devem ser transformados em dados com intervalo de variação unitário (pu).

Em seguida, o segundo passo deve estabelecer as medidas de proximidade ou similaridade dos elementos que compõem a amostra em estudo. Tomando-se os valores de cada um dos h atributos (24 horas) como coordenadas H -dimensionais de cada ponto, pode-se construir uma matriz de similaridade de cada elemento com relação aos demais.

3.2.1 Normalização das curvas de carga

Aplicar a análise de agrupamentos sobre diferentes parâmetros comerciais para classificar um número grande de consumidores, definitivamente apresentará problemas de escala se os dados numéricos forem usados na sua forma original.

Para contornar este problema recomenda-se que os atributos sejam divididos por um fator de normalização adequado. Especificamente no estudo de tipologias de curvas de carga este fator de normalização pode ser calculado das seguintes maneiras:

a) Valor médio

O fator de normalização é calculado pela média do atributo. No caso de curvas de carga, o fator de normalização será igual à potência média. Considerando o critério de conservação da energia total de um consumidor sobre uma condição de carga conhecida, o produto da área sob a curva normalizada pelo número de repetições desta curva no intervalo de tempo de observação e este fator de normalização será igual à energia total [25].

Assim, o valor normalizado da curva de carga diária é calculado por:

$$\|A_i(j)\| = \frac{A_i(j)}{A_{\text{médio}}(j)},$$

$i = 1 \rightarrow 24,$ (Equação 3.1)

$j = 1 \rightarrow \text{número de curvas},$

$A = [kW]$

b) Valor maior

O fator de normalização é calculado pelo valor máximo do atributo. Para uso em curvas de carga de potência, o fator de normalização será igual à potência máxima [25] e [29].

Assim, o valor normalizado da curva de carga diária é calculado por:

$$\|A_i(j)\| = \frac{A_i(j)}{A_{\text{maior}}(j)},$$

$i = 1 \rightarrow 24,$ (Equação 3.2)
 $j = 1 \rightarrow \text{número de curvas},$
 $A = [kW]$

c) Valor médio dividido pelo desvio padrão

O fator de normalização é calculado pela diferença do valor do atributo e o valor médio, divididos pelo desvio padrão do atributo [45]. Esta forma de normalização apresenta os dados com desvio padrão unitário em torno da média zero, variando no intervalo [-1,1].

Assim, o valor normalizado da curva de carga diária é calculado por:

$$\|A_i(j)\| = \frac{A_i(j) - A_{\text{médio}}(j)}{\sigma A_i(j)},$$

$i = 1 \rightarrow 24,$ (Equação 3.3)
 $j = 1 \rightarrow \text{número de curvas},$
 $A = [kW]$

d) Amplitude de variação (*Range*)

O fator de normalização é calculado pela diferença do valor do atributo e o valor mínimo, divididos pela diferença entre o valor máximo e o valor mínimo do atributo. Esta forma de normalização apresenta todos os dados com variação entre zero e um [32].

Neste caso, o valor normalizado da curva de carga diária é calculado por:

$$\|A_i(j)\| = \frac{A_i(j) - A_{menor}(j)}{A_{maior}(j) - A_{menor}(j)},$$

$$i = 1 \rightarrow 24,$$

$$j = 1 \rightarrow \text{número de curvas},$$

$$A = [kW]$$

(Equação 3.4)

A escolha do método de normalização mais adequado influenciará diretamente nos resultados obtidos pelo processo de agrupamentos. A separação das curvas pelo perfil característico é visualmente notada na normalização, por isso qualquer distorção deve ser evitada para não colocar no mesmo grupo curvas com comportamentos diferentes.

Para se adotar um método neste estudo, foi normalizado um conjunto com 256 curvas de carga, com comportamentos diferentes, que em seguida foram agrupadas e desnormalizadas. A comparação visual dos resultados mostrou o desempenho e a interferência de cada método, conforme apresentado no Apêndice 1.

Os métodos apresentados a seguir buscam formar clusters a partir de um conjunto de curvas com base nesta análise de semelhança. No caso particular das curvas de carga, cada atributo é uma hora do dia cujo parâmetro é a demanda média da hora. Portanto, cada curva de carga possui respectivamente 24 atributos.

3.2.2 Medidas de similaridade

Para se determinar a curva de carga característica de um consumidor ou de um grupo de consumidores parte-se da comparação das curvas de carga diárias. Esta comparação é feita entre todas as curvas, duas a duas, de forma que as curvas mais parecidas pertencerão ao mesmo grupo.

Mede-se então esta similaridade entre as curvas por uma distância geométrica entre os atributos da curva de carga.

Diversas medidas podem ser utilizadas com esta finalidade, no entanto a mais freqüentemente utilizada é a distância Euclidiana. Variações desta distância procuram

melhorar os resultados quando a amostra apresenta pontos discrepantes ou quando há uma variabilidade maior entre os pontos (MINGOTI [39], 2005).

a) Distância Euclidiana

Com a distância Euclidiana é calculada a diferença total entre dois vetores com p atributos, pela equação:

$$D(x, y) = \sqrt{\sum_{i=1}^p (x_i - y_i)^2} \quad ,$$

para

$p = \text{número de atributos}$

$x \neq y$

(Equação 3.5)

b) Distância Padrão Euclidiana

A ponderação da distância Euclidiana em função da variância entre os atributos fornece a distância Padrão Euclidiana.

$$d(x, y) = \sqrt{\frac{1}{s_i^2} \sum_{i=1}^p (x_i - y_i)^2} \quad ,$$

para

$p = \text{número de atributos}$

$s_i^2 = \text{Variância de } p$

$x \neq y$

(Equação 3.6)

c) Distância de Mahalanobis

Em função da covariância dos atributos tem-se a distância de Mahalanobis.

$$d(x, y) = \sqrt{\frac{1}{S_i} \sum_{i=1}^p (x_i - y_i)^2} \quad ,$$

para

$p = \text{número de atributos}$

$S_i = \text{Covariância de } p$

$x \neq y$

(Equação 3.7)

d) Distância Média Euclidiana

A distância média Euclidiana também é uma ponderação da distância Euclidiana, sendo que a média das diferenças entre os atributos é o resultado da medida.

$$d(x, y) = \sqrt{\frac{1}{p} \sum_{i=1}^p (x_i - y_i)^2} \quad ,$$

para

$p = \text{número de atributos}$

$x \neq y$

(Equação 3.8)

e) Distância de Minkowsky

Diferentemente da distância Euclidiana, a métrica de Minkowsky é menos afetada por pontos discrepantes na amostra. A distância de Minkowsky entre dois elementos x e y é definida por:

$$d(x, y) = \sqrt[m]{\sum_{i=1}^p w_i |x_i - y_i|^m} \quad ,$$

para

$p = \text{número de atributos}$

$x \neq y$

$w_i = \text{fator de ponderação}$

(Equação 3.9)

Para $m = 1$ esta distância é conhecida como city-block ou Manhattan, e para $m = 2$ tem-se a distância Euclidiana.

O processo de classificação de curvas de carga pelos métodos que são mostrados no item a seguir, usa alguns índices para verificar a consistência dos grupos por ele formados. Estes índices são considerados medidas de adequação, e devem ser capazes de mostrar a consistência dos elementos dos mesmos grupos e a separação entre os elementos dos grupos diferentes. Os algoritmos de validação ou determinação do número de agrupamentos também usam estes índices ou variações destes índices.

No entanto, é importante definir algumas propriedades iniciais do processo de classificação no espaço da distância Euclidiana (CHICCO [21], 2006) como:

$$x^{(m)} = \{x_h^{(m)} \quad h = 1, \dots, H\}, \text{ curva representativa de um consumidor.}$$

$$X = \{x^{(m)} \quad m = 1, \dots, M\}, \text{ conjunto representativo de } M \text{ consumidores.}$$

$$X^{(k)} = \{x^{(k)} \quad k = 1, \dots, K\}, \text{ sendo que } X^{(k)} \subset X \text{ e tem } n^{(k)} \text{ curvas representativas.}$$

$$c^{(k)} = \left\{ \frac{1}{n^{(k)}} \sum_{h=1}^K x_h^{(k)} \quad h = 1, \dots, H \right\}, \text{ centróide ou curva representativa.}$$

Se os M consumidores forem classificados em K grupos ou classes, $X^{(k)}$, subconjuntos de X , incluindo $n^{(k)}$ curvas, onde $k = 1, \dots, K$, cada consumidor será alocado em uma única classe de consumidores. Para cada classe de consumidores haverá uma curva de carga representativa $c^{(k)}$ resultante da média de $X^{(k)}$.

f) Distância entre duas curvas de carga

É a distância entre dois vetores x e y , cada um com H componentes.

$$d(y, x) = \sqrt{\frac{1}{H} \sum_{h=1}^H (y_h - x_h)^2} \quad (\text{Equação 3.10})$$

Um exemplo pode ser visto na Figura 3.3.

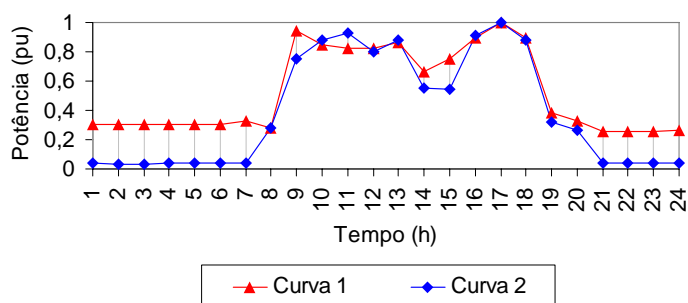


Figura 3.3 Distância normalizada pelo valor maior entre duas curvas de carga

Aplicando a equação 3.10 para as duas curvas de carga normalizadas do exemplo acima, tem-se a distância entre as duas curvas igual a 0,18, conforme demonstrado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Cálculo da distância entre dois vetores

	Curva 1	Curva 2	Dif.	Dif. ^2
1	0,31	0,04	0,27	0,07
2	0,30	0,03	0,27	0,07
3	0,31	0,03	0,27	0,08
4	0,31	0,04	0,27	0,07
5	0,30	0,04	0,26	0,07
6	0,31	0,04	0,27	0,07
7	0,33	0,04	0,28	0,08
8	0,28	0,28	0,00	0,00
9	0,95	0,75	0,19	0,04
10	0,84	0,88	-0,04	0,00
11	0,82	0,93	-0,11	0,01
12	0,83	0,80	0,02	0,00
13	0,87	0,88	-0,02	0,00
14	0,67	0,55	0,11	0,01
15	0,75	0,55	0,21	0,04
16	0,90	0,91	-0,01	0,00
17	1,00	1,00	0,00	0,00
18	0,90	0,88	0,02	0,00
19	0,38	0,32	0,06	0,00
20	0,32	0,27	0,06	0,00
21	0,26	0,04	0,22	0,05
22	0,25	0,04	0,22	0,05
23	0,26	0,04	0,22	0,05
24	0,26	0,04	0,22	0,05
	Soma			0,82
	Distância			0,18

g) Distância entre uma curva e um conjunto de curvas

É usada para calcular a distância entre uma curva e um conjunto M no mesmo agrupamento. Quanto menor a distância, mais consistente é o agrupamento.

$$d(y, X) = \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{x \in X} d^2(y, x)} \quad (\text{Equação 3.11})$$

$$d(y, X) = \sqrt{\frac{1}{M} \frac{1}{H} \sum_{x \in X} \sum_{h=1}^H (y_h - x_h)^2} \quad (\text{Equação 3.12})$$

h) Distância média entre dois conjuntos de curvas

É dado pela distância média entre todos os pares de membros x_q do conjunto X (com Q elementos) e y_j do conjunto Y (com J elementos).

$$d(X, Y) = \frac{1}{QJ} \sum_{q=1}^Q \sum_{j=1}^J d(x_q, y_j) \quad (\text{Equação 3.13})$$

3.2.3 Técnicas de agrupamento aplicadas para curvas de carga

Com o propósito de encontrar a tipologia de classes de consumidores existem muitas técnicas adequadas que dão suporte ao processo de classificação e agrupamento dos consumidores.

Como foi mencionado no item 2.2, a pré-seleção é um filtro inicial usado antes do processo de agrupamento das curvas comportamentais desses consumidores. Conforme mostrado em CHICCO ([26], 2001; [25], 2002), os atributos de informações comerciais dos consumidores produzem agrupamentos com baixa correlação com o comportamento elétrico desses consumidores, tornando o processo ineficiente. Desta forma, os agrupamentos devem ser feitos a partir das medições de potência dos consumidores.

De uma forma mais abrangente, a descoberta do conhecimento em base de dados (KDD, sigla em inglês) considera que no processo de identificação de padrões, apresentado por HAN e CAMBER citados em ANDRADE [17], existem categorias de métodos de

agrupamento os quais podem ser divididos em: métodos particionais, hierárquicos, baseados em densidade, baseados em malhas e baseados em modelos.

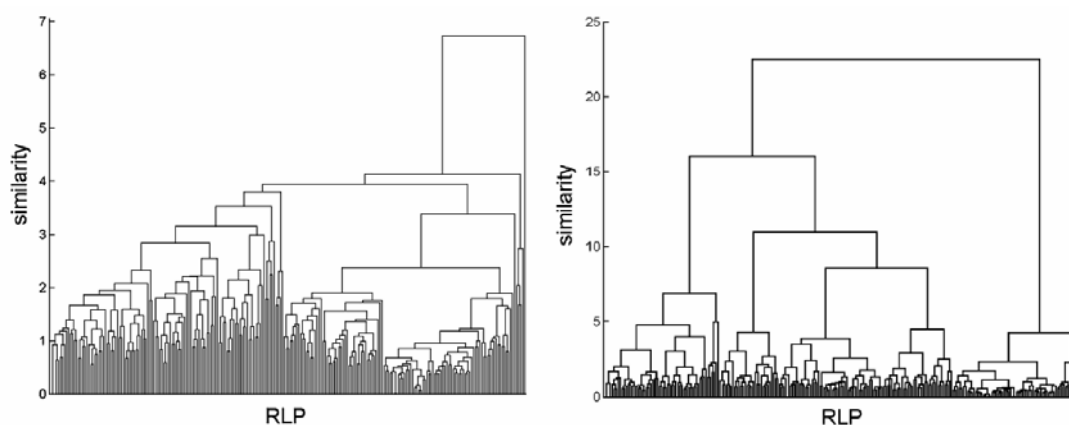
Já nos métodos aplicados para reconhecimento de tipologias de consumidores de energia elétrica, tem-se observado uma classificação geral das categorias em: não hierárquica, hierárquica, geométrica e outras (GERBEC [32], 2002).

Nos métodos não hierárquicos o número final de agrupamentos deve ser conhecido antes de iniciar o processo, enquanto nos métodos hierárquicos o número de agrupamentos dependerá da similaridade entre os elementos e do critério utilizado.

3.2.3.1 Técnicas de Agrupamento Hierárquicas

O método hierárquico por sua vez pode ser classificado de acordo com a forma que a hierarquia é realizada: segmentação aglomerativa ou divisiva. Na primeira, cada elemento é seu próprio grupo e, então, vai se fundindo passo a passo com outro elemento até que todos estejam num único grupo. Esta categoria é a mais utilizada. Na segunda, ocorre o contrário, parte-se de um grupo único até que todos os elementos estejam sozinhos.

O método hierárquico permite classificar todo o universo analisado em um número crescente ou decrescente de clusters a partir de uma seqüência de sucessivas fusões ou divisões, obtendo no final uma estrutura em árvore conhecida por Dendrograma.



(Fonte: CHICCO [24], 2003)

Figura 3.4 Dendrogramas

O algoritmo que descreve o funcionamento deste método de agrupamento tem três passos principais:

a) Formação de uma matriz de similaridade entre as curvas

A partir dos vetores normalizados, são calculadas as distâncias entre todos os pares de atributos formando uma matriz de similaridade. Ou seja, sendo um vetor o conjunto de 24 atributos de hora, são calculadas as distâncias entre cada uma das 24 horas dos vetores, entre vetores diferentes. A matriz resultante tem as distâncias da combinação de 24 atributos, 2 a 2. Usa-se normalmente a distância Euclidiana, mas qualquer outra pode ser usada.

b) Formação dos grupos hierárquicos no Dendrograma

No caso aglomerativo, cada ligação entre dois vetores é feita pela comparação de outras distâncias colocadas em uma nova matriz quadrada de dimensão igual ao número de vetores. O critério de ligação é sempre pela menor distância identificada entre esta nova matriz, que pode ser calculada de várias maneiras:

- ⇒ Ligação simples: tomando a menor distância entre dois vetores;
- ⇒ Ligação completa: tomando a maior distância entre dois vetores;
- ⇒ Ligação média: tomando a distância média entre todos os pares de atributos dos dois vetores;
- ⇒ Centróide: tomando a distância entre dois vetores de médias de atributos;
- ⇒ Ward ou Mínima Variância: tomando a soma de quadrados dentro de cada vetor, ou seja, a soma da distância entre cada atributo do vetor e a média dos atributos do vetor.

A diferença no resultado obtido por uma distância ou outra levará à formação de grupos mais largos ou estreitos com maior ou menor sensibilidade a pontos discrepantes.

c) Definição do número final de agrupamentos

A determinação do número final de agrupamentos é feita arbitrariamente de acordo com a coerência observada. A cada passo que há uma ligação de dois vetores, a variabilidade dentro do grupo é aumentada. Também pode ser adotado um erro limite aceitável como um critério de parada, determinado pela minimização do valor do erro médio quadrático entre o vetor externo analisado e o valor médio de todos os vetores no grupo.

3.2.3.2 Técnicas de Agrupamento Não Hierárquicas

Os métodos não hierárquicos, por sua vez, têm o objetivo de particionar diretamente o conjunto de objetos em um número fixo de k grupos de maneira que a heterogeneidade interna seja minimizada, formando grupos coesos, e haja o isolamento desses grupos, aumentando a separação entre eles. Os métodos não hierárquicos mais conhecidos empregados para o reconhecimento de tipologias são o das k -Médias e o Fuzzy k -Médias (FCM). No entanto, a literatura mostra que outros métodos já foram usados como o Kohonen Self Organising Maps (SOM), Nuvens Dinâmicas e Modified Follow-the-leader.

a) Método das k -Médias (k-Means)

O método das k -Médias consiste em particionar um conjunto de n vetores em k classes, C_j , $j = 1$ até k , de forma que os centros de cada classe, também chamados de centróides, c_j , $j = 1$ até k , minimizem a seguinte função objetivo, conhecida como soma dos quadrados intra-classe (SQintra):

$$J = \sum_{j=1}^k \sum_{i, x_i \in C_j} \|x_i - c_j\|^2 \quad (\text{Equação 3.14})$$

Em que $\|x_i - c_j\|^2$ é o quadrado da distância euclidiana entre o objeto x_i e o centro de gravidade c_j onde o objeto foi alocado.

No k -Médias cada objeto pode pertencer a apenas uma das K classes. Portanto, a classificação dos n objetos pode ser representada por uma matriz binária U de dimensões $n \times k$, onde $u_{ij} = 1$ se o i -ésimo objeto pertence a j -ésima classe, caso contrário $u_{ij} = 0$. Se os centros das K classes são fixos, a partição ótima consiste em alocar cada objeto na classe cujo centro de gravidade está mais próximo. Assim, os valores de u_{ij} são dados por:

$$u_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } \|x_i - c_j\| \leq \|x_i - c_k\| \quad \forall k \neq j \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (\text{Equação 3.15})$$

A soma dos elementos da matriz U da i-ésima linha é 1:

$$\sum_{j=1}^k u_{ij} = 1 \quad (\text{Equação 3.16})$$

A soma dos elementos da j-ésima coluna é o total de objetos na j-ésima classe:

$$\sum_{i=1}^n u_{ij} = n_j \quad (\text{Equação 3.17})$$

A soma de todos os elementos de U é igual ao total de objetos:

$$\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n u_{ij} = n_1 + \dots + n_k = n \quad (\text{Equação 3.18})$$

Para uma dada partição dos n objetos a matriz U é fixa, e o centro da j-ésima classe, $j=1,k$, que minimiza a Equação (3.14) é a média dos objetos da classe, conforme indica a fórmula a seguir:

$$c_j = \frac{1}{n_j} \sum_{x_i \in C_j} x_i \quad (\text{Equação 3.19})$$

O método k-Médias é computacionalmente eficiente e produz bons resultados, entretanto várias propostas têm sido apresentadas no sentido de melhorar o seu desempenho. Uma dessas propostas é a incorporação do conceito “Fuzzy” na função objetivo a ser minimizada.

b) Método Fuzzy c-means

No *Fuzzy Clustering Method* (FCM), cada objeto pertence a todas as classes, porém com graus de pertinência distintos, de forma que o objeto é alocado na classe onde o grau de pertinência se apresentar maior [35]. Enquanto no k-Médias a participação de um elemento em um determinado grupo ou “cluster” é binária ou rígida ($u_{ij} = 1$ ou $u = 0$), no FCM a partição é “fuzzy” ($0 \leq u_{ij} \leq 1$).

No FCM a solução ótima resulta de um problema de otimização não linear cujas restrições são as somas unitárias para os graus de pertinência de cada objeto:

$$\text{Min } J = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n u_{ij}^m \|x_i - c_j\|^2 \quad (\text{Equação 3.20})$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^k u_{ij} = 1 \quad (\text{Equação 3.21})$$

$$\sum_{j=1}^k u_{nj} = 1 \quad (\text{Equação 3.22})$$

No problema de otimização descrito, m é uma constante maior que 1 e define quão fuzzy é a partição. Para $m \rightarrow 1$ a partição tende a ser rígida ($u_{ij} \rightarrow 0$ ou $u_{ij} \rightarrow 1$) e para $m \rightarrow \infty$ a participação é totalmente fuzzy ($u_{ij} \rightarrow 1/k$). De maneira usual, o valor de m é ajustado em 1,25 ou 2. Com o auxílio da função Lagrangeana, o problema de otimização anterior pode ser descrito como:

$$\text{Min } J = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n u_{ij}^m \|x_i - c_j\|^2 + \sum_{i=1}^n \lambda_i \left(\sum_{j=1}^k u_{ij} - 1 \right) \quad (\text{Equação 3.23})$$

Nessa equação, $\lambda_j, j = 1, n$ são os multiplicadores de Lagrange para as n restrições de igualdade. Derivando a equação em relação a u_{ij}, c_j e λ_j são obtidas as seguintes condições de otimalidade:

$$c_j = \frac{\sum_{i=1}^n u_{ij}^m x_{ij}}{\sum_{i=1}^n u_{ij}^m} \quad (\text{Equação 3.24})$$

$$u_{ij} = \frac{1}{\sum_{t=1}^n \left(\frac{\|x_i - c_j\|}{\|x_i - c_t\|} \right)^{\frac{2}{m-1}}} \quad (\text{Equação 3.25})$$

Usando-se essas equações pode-se implementar o algoritmo a seguir, em que a matriz U e os centros das k classes são obtidos iterativamente:

Passo 1 - iniciar a matriz U com valores entre 0 e 1, observando que em cada linha da matriz a soma dos valores deve ser igual à unidade;

Passo 2 - utilizando a Equação (24), calcular as coordenadas dos k centros;

Passo 3 - calcular $J = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n u_{ij}^m \|x_i - c_j\|^2$. Cessar o processo iterativo caso o valor

de J estiver abaixo de uma tolerância.

Passo 4 - usar a Equação (25) para atualizar a matriz U , e voltar ao passo 2.

Após a convergência do algoritmo os objetos são alocados nas classes onde apresentam maior grau de pertinência.

De acordo com estudos específicos o desempenho do método FCM em comparação a outros métodos de Ward e k-Médias é ligeiramente superior. Logo, a implementação das caracterizações das curvas de cargas através do FCM foi a adotada neste trabalho.

c) Método das Redes Neurais Artificiais auto-organizadas de Kohonen

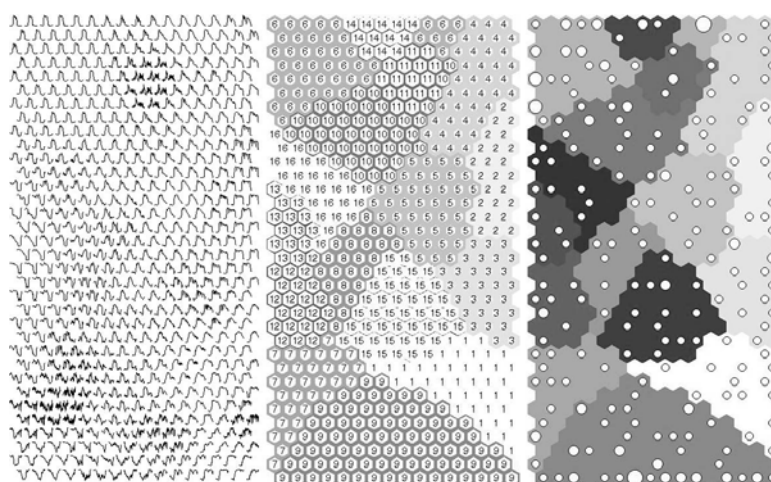
Conforme citado em (PAULA [18], 2006), a Rede Neural Artificial (RNA) é uma técnica para simulação de sistemas neurais biológicos, com programas ou com circuitos digitais. É uma ferramenta que se auto-programa e que precisa ser treinada antes de qualquer aplicação. Os modos de treinamento podem ser supervisionados ou não supervisionados.

Um dos pioneiros na pesquisa de aprendizado não supervisionado é o Prof. Teuvo Kohonen, que desenvolveu a rede chamada de Mapa Auto Organizável ou Self Organizing Map (SOM) (PAULA [18], 2006).

Este método é uma rede neural não supervisionada que projeta os dados de M vetores $x^{(m)}$ com dimensão H em um conjunto de C vetores $u^{(c)}$. Esses vetores têm dimensão igual aos dados originais, mas são arranjados em um espaço S de dimensão menor (normalmente no espaço bi-dimensional de uma grade retangular). Os vetores $u^{(c)}$ são unidades de um nível de competição neural, onde apenas uma unidade responde à apresentação de cada entrada $x^{(m)}$. A função de ativação é uma função inversa da distância entre o elemento e o centróide, de forma que a unidade mais próxima a $x^{(m)}$ vence a competição. A unidade vencedora é então atualizada de acordo com a relação:

$$u_{novo}^{(c)} = u_{velho}^{(c)} + \eta(x^{(m)} - u_{velho}^{(c)}) \quad (\text{Equação 3.26})$$

Onde η é a taxa de aprendizado. O processo de aprendizagem não muda apenas o peso da unidade vencedora, mas também o peso das unidades vizinhas de acordo com a função de vizinhança inversamente proporcional à distância da unidade vencedora.

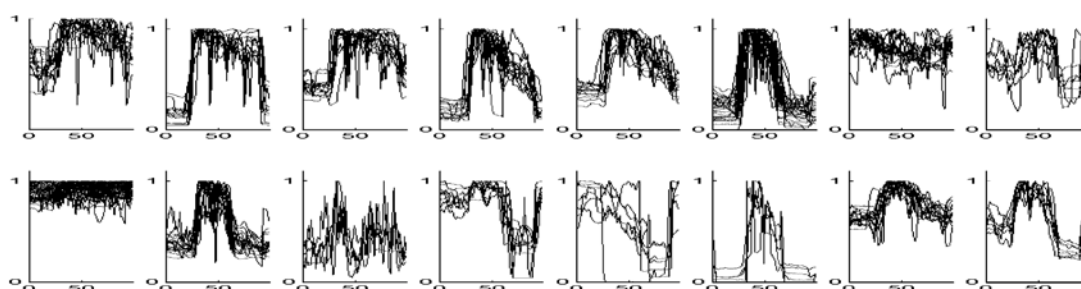


(Fonte: CHICCO [22], 2004)

Figura 3.5 Matrizes de agrupamento pelo método SOM

O resultado precisa de um pós processamento para efetivamente formar os agrupamentos, e conseqüentemente, definir as tipologias.

O resultado do processamento do mapa de similaridades define 16 tipologias com as curvas agrupadas conforme a figura abaixo.



(Fonte: CHICCO [22], 2004)

Figura 3.6 Resultado obtido pelo SOM

A fácil visualização do mapa em duas dimensões torna este método funcional especialmente para fins de treinamento e de ensino. (CHICCO [22], 2004)

d) Nuvens Dinâmicas

Conforme apresentado em [38] (1985) este método define as chamadas Formas Fortes de um conjunto de curvas, ou sejam, as tipologias.

O algoritmo, desenvolvido por Diday (1972) citado por SOBROSA ([19], 2004) vai além das fases seguidas pelos métodos não hierárquicos. Para minimizar as distorções causadas pelo conjunto de núcleos iniciais, o método repete o processo um certo número de vezes, redefinindo esses núcleos.

O método pode ser resumido pelas seguintes etapas:

- (1) Seleciona-se ao acaso k núcleos L_1, L_2, \dots, L_k , de tamanhos n_1, n_2, \dots, n_k do conjunto de curvas
- (2) Calcula-se a distância de cada elemento x das curvas a todos os núcleos, pela equação:

$$d(x, L_i) = \frac{1}{n_i} \sum_{y \in L_i} d^2(x, y)$$

para

$i = \text{índice de núcleo}, i = 1, 2, \dots, k$

$k = \text{quantidade de núcleos}$

$L_i = \text{núcleo } i$

(Equação 3.27)

- (3) Aloca-se todos os elementos aos k núcleos. Um elemento x será alocado ao núcleo L_i se sua distância ao núcleo L_i for inferior à distância entre ele e qualquer outro núcleo, isso é:

$$d(x, L_i) = d(x, L_j)$$

onde :

$j = 1, 2, \dots, k$

(Equação 3.28)

Assim obtém-se k classes P_1, P_2, \dots, P_k .

- (4) Redefine-se os k núcleos L_1, L_2, \dots, L_k , com n_1, n_2, \dots, n_k elementos respectivamente, onde os n_i elementos são os mais próximos de P_k . Essa

escolha é baseada na minimização de uma função R , indicada pelo usuário. As funções comumente usadas são:

$$R(x, i, P^i) = \frac{\text{Card}(P^i)}{n_i} d(x, P^i)$$

Sendo

(Equação 3.29)

$\text{Card}(P^i)$ o número de elementos de P^i

(5) Repete-se os passos (2) e (3) para novamente obter P_{12} , P_{22} , P_{k2} , uma segunda partição.

(6) Aplica-se do seguinte critério de convergência.

$$W_R = \sum_{i=1}^k \sum_{x \in P_i} r R(x, i, P_i^r)$$

(Equação 3.30)

Se $\frac{|W_{r+1} - W_r|}{W_{r+1}} < \varepsilon$ (um número positivo bem pequeno), a convergência foi

atingida. O processo pára e a última configuração é escolhida. Caso contrário, o processo continua a partir de (4). O critério W_R de convergência implica na diminuição da variância intragrupo.

e) *Modified Follow-the-leader*

O procedimento original, *Follow-the-leader*, citado em (CHICCO [24], 2003), não requer inicialização do número de clusters e usa um processo iterativo para encontrar os centróides. No primeiro ciclo do algoritmo o número K de clusters é determinado juntamente com o número de curvas $n^{(k)}$ que pertence a cada cluster através da abordagem “siga-o-lider”, que depende de uma medida de erro ρ estipulada. Nos ciclos subseqüentes os clusters são refinados pela possibilidade de rearranjar as curvas aos clusters mais próximos. Este procedimento pára quando o número de curvas que mudam de clusters no ciclo é igual a zero. O procedimento é essencialmente controlado pela medida de erro ρ , que deve ser adotada por uma abordagem de tentativa e erro.

Para a classificação de curvas de carga, o autor (CHICCO [24], 2003) propôs uma modificação neste procedimento com dois objetivos. O primeiro objetivo foi levar em conta as diferentes dispersões de dados nos vetores de entrada. Para isto foi introduzido um fator de ponderação $\sigma_h^2 / \bar{\sigma}^2$ na medida da distância Euclidiana em cada índice, sendo σ_h^2 a variância do h-ésimo atributo computado entre todas as curvas de carga na população inicial e $\bar{\sigma}^2$ o valor médio da variância para $h = 1, \dots, H$. Desta forma, o impacto dos índices que tiverem maior variância será amplificado no cálculo da distância Euclidiana ponderada.

O outro objetivo lida com a obtenção de um conjunto final de curvas de carga representativas no qual cada diagrama tem um valor máximo unitário (curvas normalizadas).

$$d(l^{(m)}, q_i^k) = \sqrt{\sum_{h=1}^H \frac{\sigma_h^2}{\bar{\sigma}^2} (l_h^{(m)} - q_{ih}^{(k)})^2} \quad ,$$

onde

q_i^k é o centro do grupo

(Equação 3.31)

3.2.4 Medidas de Validação dos Agrupamentos

Como mostrado, existem vários algoritmos para fazer os agrupamentos das curvas de carga, no entanto, o melhor número K de agrupamentos ainda precisa ser determinado. Do ponto de vista da engenharia, quanto menor o número de agrupamentos, melhor. Porém, quanto menor, mais dispersos tendem a ser esses agrupamentos.

O número de agrupamentos é um dado de entrada dos algoritmos, portanto deve ser definido com base em critérios que levem à escolha mais adequada. O número de K agrupamentos obtido pelos algoritmos deve estar idealmente no intervalo entre 2 e \sqrt{M} , onde M é o número de elementos no conjunto de dados (FIGUEIREDO *et al* [28], 2005).

Considera-se que o algoritmo que tiver boa medida de adequação garantirá a determinação de grupos bem separados (elementos distintos entre grupos) e compactos (elementos parecidos intra grupo).

Quando as medidas de validação ou adequação de agrupamentos são aplicadas sobre um algoritmo específico, o número *K-ótimo* de agrupamentos será determinado, geralmente pela minimização desta função de *K*.

Outra forma de usar estes índices é para comparar o desempenho de diferentes algoritmos. Para isso duas hipóteses são necessárias (CHICCO [22], 2004): primeiro, cada elemento do grupo a ser classificado deve estar no mesmo formato (conjunto de vetores normalizados de *H* atributos) e, segundo, o número *K* de agrupamentos deve ser o mesmo.

Estes índices de adequação também podem ser classificados em dois tipos: aqueles onde as medidas baseiam-se apenas na medida da distância Euclidiana entre as curvas representativas dos agrupamentos (distância inter-grupos – entre os centróides dos grupos), e aqueles que tomam a razão entre uma medida de compactação de curvas no mesmo agrupamento (distância intra-grupo – entre as curvas do mesmo grupo) e a distância entre as curvas representativas dos agrupamentos (inter-grupos).

No primeiro tipo estão o Índice de Adequação Média (MIA, do inglês *Mean Index Adequacy*) e o Indicador da Matriz de Similaridade (SMI, do inglês *Similarity Matrix Indicator*).

a) Índice de Adequação Médio (MIA)

$$MIA(y) = \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{k=1}^K d^2(r^{(k)}, L^{(k)})} \quad (\text{Equação 3.32})$$

b) Indicador da Matriz de Similaridade (SMI)

$$SMI = \max_{i>j} \left\{ \left(1 - \frac{1}{\ln[d(r^{(i)}, r^{(j)})]} \right)^{-1} \right\} \quad (\text{Equação 3.33})$$

definida como o maior elemento fora da diagonal da matriz simétrica de similaridade, nos quais os termos são calculados pela função logarítmica da distância Euclidiana entre duas curvas de carga representativas.

Já no segundo tipo estão o Indicador de Dispersão do Agrupamento (CDI do inglês *Clustering Dispersion Indicator*), Índice de Davies-Bouldin (DBI do inglês *Davies-Bouldin Index*), Índice de Dispersão (SI do inglês *Scatter Index*), o Índice de Dunn Modificado (MDI do inglês *Modified Dunn Index*) (CHICCO [21], 2006) e o Índice de Compacidade e Separação (CS).

c) Indicador de Dispersão do Agrupamento (CDI)

$$CDI(y) = \frac{1}{\hat{d}(R)} \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \hat{d}^2(L^{(k)})} \quad (\text{Equação 3.34})$$

d) Índice de Davies-Bouldin (DBI)

$$DBI = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \max_{i \neq j} \left\{ \frac{\hat{d}(L^{(i)}) + \hat{d}(L^{(j)})}{d(r^{(i)}, r^{(j)})} \right\} \quad (\text{Equação 3.35})$$

que representa a medida de similaridade média entre cada agrupamento com o outro mais parecido.

e) Índice de Dispersão (SI)

$$SI(Z, X, K) = \left(\sum_{m=1}^M d^2(x^{(m)}, p) \right) \left(\sum_{k=1}^K d^2(c^{(k)}, p) \right)^{-1} \quad (\text{Equação 3.36})$$

$$p = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M x^{(m)}$$

f) Índice de Dunn Modificado (MDI)

$$MDI(Z, X, K) = \max_{1 \leq q \leq K} \left\{ \hat{d}(X^{(q)}) \right\} \times \left(\min_{i \neq j} \left\{ d(c^{(i)}, c^{(j)}) \right\} \right)^{-1} \quad (\text{Equação 3.37})$$

g) Índice de Compacidade e Separação (CS)

$$CS = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n u_{ij}^m \|x_i - c_j\|^2}{n \cdot \min \|c_{j1} - c_{j2}\|^2} \quad (\text{Equação 3.38})$$

onde o termo $\min \|c_{j1} - c_{j2}\|^2$ representa a menor distância entre dois agrupamentos, o denominador mede a separação entre esses agrupamentos e o numerador mede a heterogeneidade interna. Se o algoritmo usado for rígido u_{ij} é uma variável binária (0 ou 1) ou se for fuzzy a variável estará entre 0 e 1 (PESSANHA [35], 2006).

A característica comum destes indicadores é o fato de que quanto menor for o valor, melhor será a validade do agrupamento.

Os índices CDI e SI são funções decrescentes com relação ao número de agrupamentos, e nestes casos o melhor número de agrupamentos corresponde ao “joelho” da curva (CHICCO [21], 2006). No entanto, este critério leva a um número muito grande de agrupamentos, o que pode não ser muito adequado para propósitos tarifários.

Na comparação dos algoritmos, o “siga-o-lider modificado” e o método hierárquico com o critério de ligação pela distância média apresentaram maior capacidade de separação dos agrupamentos, isolando facilmente curvas incomuns. Em termos de velocidade o k-médias e o “siga-o-lider modificado” superaram o SOM (uni-dimensional), o hierárquico (ligação Ward), o hierárquico (ligação média) e o FCM, porém na adequação dos agrupamentos os dois métodos anteriores são mais promissores (CHICCO [24], 2003).

Ainda em termos comparativos, o algoritmos “siga-o-lider modificado” precisa ter medida de erro ρ ajustada para fornecer o mesmo número de agrupamentos que os outros algoritmos para cada número K testado (CHICCO [22], 2004).

3.3 Conclusão

Em função da necessidade de agrupar consumidores com características comuns a fim de terem o mesmo tratamento no que se refere ao custo das tarifas, a análise dos comportamentos típicos torna-se essencial. Este capítulo mostrou as diversas técnicas de agrupamento que são utilizadas na determinação das curvas típicas de carga. Neste trabalho é usado o FCM com a normalização pela máxima potência que se mostrou mais apropriada.

No capítulo seguinte é introduzido o conceito de elasticidade e a forma de cálculo para os consumidores de alta tensão utilizada neste trabalho.

CAPÍTULO 4

4 Elasticidade demanda-preço

A elasticidade preço-demanda (E_d) mede a reação dos consumidores às mudanças no preço. Essa reação é calculada pela razão entre dois percentuais. A variação percentual na quantidade demandada dividida pela mudança percentual no preço. Ou seja,

$$E_d = \frac{\Delta d / d_0}{\Delta p / p_0} \quad (\text{Equação 4.1})$$

onde

Δd variação na demanda

d_0 demanda inicial

Δp variação do preço

P_0 preço inicial

Em função da elasticidade, os bens podem ser elásticos, inelásticos e unitários. Se a elasticidade-preço do bem for maior que 1,00 diz-se que a demanda por esse bem é elástica. A variação percentual na quantidade excede a variação percentual no preço. Ou seja, os consumidores são bastante sensíveis a variações no preço. Se a elasticidade-preço do bem for menor que 1,00 diz-se que a demanda por esse bem é inelástica. A variação percentual na quantidade é menor que a variação percentual no preço. Ou seja, os consumidores são relativamente insensíveis a variações no preço. Se a elasticidade-preço do bem for igual a 1,00 diz-se que a demanda por esse bem é de elasticidade neutra. A variação percentual na quantidade é igual à variação percentual no preço.

O conceito de elasticidade pode ser estendido para outras variáveis como preço do produto substituto, preço do produto complementar, a renda, etc. Geralmente, o cálculo da elasticidade está associado à busca de uma função que defina a demanda a partir de um

conjunto de fatores. Uma função apresentada por WILSON ([40], 1971) para o modelo residencial de consumo de energia elétrica é construída através de um modelo de regressão linear:

$$Q = K + b_1P + b_2G + b_3Y + b_4R + b_5C + \varepsilon \quad (\text{Equação 4.2})$$

onde, Q é a demanda média de eletricidade por consumidor (kWh/ano), K é uma constante (intercepto do modelo), P é o preço médio da eletricidade, G é o preço médio do gás natural¹, Y é a renda média familiar, R é o número de quartos por consumidor, C é o número de graus diários de temperatura e ε é o termo de erro da regressão.

Pela definição apresentada anteriormente podemos observar que o coeficiente b_1 representa a elasticidade demanda-preço da eletricidade colocando todos os demais termos como constantes. O termo b_2 representa a elasticidade demanda-preço do bem substituto, que no caso é o gás natural. O termo b_3 representa a elasticidade demanda-renda que é muito importante no caso residencial principalmente para consumidores de baixa renda. O termo b_5 está relacionado ao efeito da temperatura no consumo principalmente devido a existências de sistemas elétricos de condicionamento da temperatura tanto para calefação como para refrigeração.

Voltando à elasticidade, de uma forma qualitativa podemos afirmar que a energia elétrica é um bem de baixa elasticidade, pois não tem um bem substituto direto² e é um bem essencial. Existem, no entanto, algumas exceções tanto na classe residencial como na classe industrial. A idéia deste trabalho é justamente mensurar o grau de elasticidade da energia elétrica para cada tipo de consumidor.

Na classe residencial, a renda da família é um fator determinante na variação do nível de elasticidade demanda-preço chegando a ser superior a 1 (um) quando o nível de renda diminui. Isto significa que o consumidor evita utilizar certos equipamentos como o chuveiro

¹ Em países onde o uso do gás natural no consumo residencial está bem difundido há a necessidade de incluí-lo como bem substituto.

² Apesar do gás natural estar se tornando um bem substituto para a energia elétrica em algumas aplicações específicas, podemos dizer que a energia elétrica não tem substituto direto.

elétrico se o preço da energia elétrica aumenta. Isto se deve ao fato de que para consumidores de baixa renda, o custo da energia elétrica afeta o orçamento doméstico, significando que mudanças de hábito de consumo ocorrem neste caso.

Para a classe industrial, o problema é similar, só que está relacionado não à renda, mas à importância da eletricidade no custo de produção. Por exemplo, para as indústrias de alumínio onde a energia elétrica representa cerca de 60% do custo total de produção, qualquer variação no preço da energia elétrica implica uma variação no volume de produção, pois afeta diretamente o preço de venda do produto. Em alguns casos, a elevação demasiada no preço da energia elétrica implica em fechamento da indústria.

Essa percepção qualitativa da elasticidade preço-demanda de energia elétrica também vem sendo aprimorada através de modelos explicativos. Normalmente para o caso residencial, a função utilidade é bastante utilizada, ou seja, deseja-se maximizar a utilidade no uso da eletricidade. A função utilidade é muito difundida para explicar a curva da demanda de bens em uma economia de mercado. Normalmente a curva da demanda é derivada da função de utilidade. No caso da demanda residencial de energia elétrica, ela pode ser descrita como um resultado de um problema microeconômico de maximização de utilidade, ou seja, sujeita a uma restrição orçamentária, isto é:

$$\begin{aligned} & \underset{x}{\text{Max}} U(x) \\ & \text{sa} \\ & P_i X_i + P_c X_c + P_s X_s + P_o X_o = R \end{aligned} \quad \text{(Equação 4.3)}$$

onde $U(.)$ é a função utilidade do indivíduo, X_i a quantidade demandada de energia elétrica, X_j a quantidade demandada de outros bens, onde $j = C, S, O$ (complementar, substituto e outros), P_i o preço do bem energia elétrica, P_s o preço dos bens substitutos à energia elétrica, P_c os preços dos bens complementares à energia elétrica, P_o os preços de outros bens, não complementares ou substitutos, à energia elétrica, e R a renda do indivíduo.

As demandas comercial e industrial podem ser mais bem descritas como um problema microeconômico de minimização de custo no qual o capital varia, sujeito a certo nível de produção, isto é³:

$$\begin{aligned} & \underset{x}{\text{Min}} CT(x) \\ & \text{sa} \\ & g(x) = Y \end{aligned} \quad \text{(Equação 4.4)}$$

onde

$$CT(x) = P_i X_i + P_c X_c + P_s X_s + P_k X_k + P_o X_o \quad \text{(Equação 4.5)}$$

$CT(x)$ é o custo da firma, $g(.)$ a função de produção da firma e Y representa o nível de produção da firma.

Ressalta-se, no entanto, que a demanda por eletricidade é derivada da necessidade do indivíduo ou da firma fazer um determinado aparelho elétrico ou uma determinada máquina funcionar. Isto posto, a energia, mesmo para o caso residencial, pode ser melhor interpretada como um fator que participa de processos ou atividades produtoras de bens ou utilidade, sendo melhor representado, portanto, pelo problema econômico (Equação 4.3) em vez do problema (Equação 4.4).

Os modelos até agora apresentados supõem que o preço da energia elétrica é um valor único ou um conjunto de valores para cada classe de consumo. Os preços são então valores médios cobrados para cada agregado de consumo. A partir deste preço médio por agregado é definida uma elasticidade associada.

4.1 Matriz de Elasticidade Absoluta

Neste estudo, o interesse não está só em avaliar o nível tarifário e nem o preço ou tarifa média da energia elétrica praticado para cada classe de consumo. Deseja-se obter a

³ Na realidade o objetivo de uma firma é maximizar lucro, que na maioria dos casos não representa o custo mínimo. Entretanto, no setor elétrico vem se adotando a função objetivo como minimização de custo par um determinado nível de produção.

reação do consumidor para diferentes preços associados a cada hora no dia⁴, pois são importantes para avaliar a resposta das diversas unidades consumidoras frente a uma tarifa horo-sazonal.

A partir deste momento, define-se a elasticidade curva de carga-tarifa como o conjunto de demandas nos postos horários, ponta e fora de ponta, relacionadas com as tarifas especificadas para cada período do dia.

$$\Delta Q = E \Delta P \quad (\text{Equação 4.6})$$

Onde ΔQ representa o vetor de variação de carga para as 24 horas em função da variação de preço representado pelo vetor ΔP . A variação de carga para uma determinada hora i é obtida a partir da reação do consumidor frente às variações de preço em todos os horários do dia:

$$\Delta q_i = \sum_{j=1}^{24} \varepsilon_{ij} \Delta p_j \quad (\text{Equação 4.7})$$

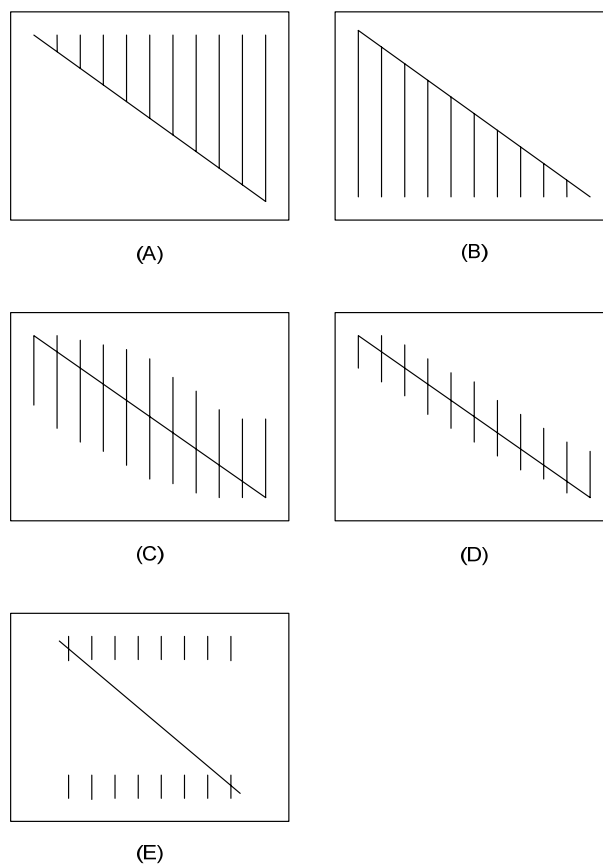
Os elementos da matriz E correspondem aos coeficientes de elasticidade absoluta ε_{ij} que podem ser próprios quando $i=j$ ou cruzados quando $i \neq j$. As elasticidades próprias estão na diagonal da matriz E , e representam a reação do consumidor frente a variações de preço na mesma hora. As elasticidades cruzadas, que são representados pelos elementos fora da diagonal da matriz E , estão associadas à reação do consumidor frente a variações de preço em horas diferentes. A coluna j desta matriz indica como a variação de preço na hora j afeta o comportamento em todas as horas do dia.

Se um aumento não comum de preço induz um consumidor a reorganizar sua produção sem redução do consumo de energia elétrica para um período de 24 horas, o somatório de todos os elementos de uma mesma coluna da matriz E tende a ser igual a zero. A

⁴ Entende-se como posto tarifário a hora ou conjunto de horas cujo comportamento do consumidor se mantém constante e que haja reflexos na rede de distribuição diferente em outro posto.

matriz E que satisfaz esta relação é chamada de matriz de elasticidade sem perdas. Ao contrário, se um aumento geral de preço provoca uma redução de demanda em todas as horas, o somatório passa a ser negativo.

A Figura 4.1 apresenta as estruturas de reação do consumidor para variações de preço em cada hora do dia (KIRSCHEN [34], 2000).



(Fonte: KIRSCHEN [34], 2000)

Figura 3.1 Estruturas da matriz de elasticidades

O consumidor (A) reage antecipando a produção, enquanto o consumidor (B) posterga a produção. O consumidor (C) é flexível, enquanto o consumidor (D) é inflexível. Aparentemente, o consumidor (E) otimiza a produção⁵.

⁵ Nesse estudo considera-se que o comportamento do consumidor é linear, ou seja, que a elasticidade pode representar a reação do consumidor ao preço. Na realidade, isso não ocorre porque o consumidor reage diferentemente se o aumento ou diminuição do preço é grande ou pequeno.

É importante observar que o estudo destas elasticidades poderia ser conduzido de forma independente, ou seja, a reação da demanda das 15 às 16 horas para uma tarifa da hora 15. Entretanto, esta independência não existe, visto que o objetivo de um consumidor industrial, por exemplo, é obter um menor custo global e não minimizar o custo de uma determinada hora do dia. Portanto, mesmo que o caso seja discretizado em base horária, deseja-se obter a reação do consumidor que segue a equação que minimiza o custo global (Equação 4.4).

No caso da estrutura tarifária horo-sazonal, existem basicamente dois postos tarifários que são denominados de ponta (P), correspondendo ao período das 18 às 21 horas, e fora de ponta (FP), correspondendo ao período restante. Assim sendo, para simplificar a análise, a matriz E é considerada como de dimensão 2×2 , supondo que existam apenas duas demandas, ou seja, a demanda da ponta (Dem_P) e a demanda fora de ponta (Dem_{FP}).

Para dois anos consecutivos, ano t e ano $(t+1)$, onde ocorre uma variação na tarifa, é possível obter as elasticidades absolutas próprias da ponta e fora de ponta, E_{PP} e E_{FPFP} , para este período, da seguinte forma:

$$E_{PP} = \frac{\frac{Dem_P(t+1) - Dem_P(t)}{Dem_P(t)}}{\frac{Tar_P(t+1) - Tar_P(t)}{Tar_P(t)}} \quad (\text{Equação 4.8})$$

$$E_{FPFP} = \frac{\frac{Dem_{FP}(t+1) - Dem_{FP}(t)}{Dem_{FP}(t)}}{\frac{Tar_{FP}(t+1) - Tar_{FP}(t)}{Tar_{FP}(t)}} \quad (\text{Equação 4.9})$$

onde:

$Dem_P(t+1)$ é a demanda de ponta no ano $t+1$

$Dem_{FP}(t)$ é a demanda fora de ponta do ano t

$Tar_p(t+1)$ é a tarifa do posto ponta no ano $t+1$

$Tar_{FP}(t)$ é a tarifa do posto forta-de-ponta no ano t

As elasticidades absolutas cruzadas podem também ser obtidas, da seguinte forma:

$$E_{FPF} = \frac{\frac{Dem_p(t+1) - Dem_p(t)}{Dem_p(t)}}{\frac{Tar_{FP}(t+1) - Tar_{FP}(t)}{Tar_{FP}(t)}} \quad (\text{Equação 4.10})$$

$$E_{FPP} = \frac{\frac{Dem_{FP}(t+1) - Dem_{FP}(t)}{Dem_{FP}(t)}}{\frac{Tar_p(t+1) - Tar_p(t)}{Tar_p(t)}} \quad (\text{Equação 4.11})$$

Note que esta forma é simplificada, pois na realidade o ideal seria variar a tarifa em um posto e manter constantes as demais tarifas dos outros postos a fim de obter o efeito apenas do posto em questão. Infelizmente, este tipo de dado não existe, pois as tarifas variam simultaneamente.

A matriz de elasticidade absoluta, E , assim obtida, seria composta pelos elementos:

$$E = \begin{bmatrix} E_{PP} & E_{FPF} \\ E_{FPP} & E_{FFPP} \end{bmatrix} \quad (\text{Equação 4.12})$$

Com relação ao comportamento dos consumidores, os perfis de carga consideram as 24 horas do dia. A matriz E pode ser construída com as 24 demandas horárias, mas a tarifa só será diferente para dois períodos do dia relativos à ponta e à fora-de-ponta. Mesmo assim é possível obter as elasticidades absolutas para as 24 horas do dia supondo as premissas da forma simplificada, discutidas anteriormente.

4.2 Elasticidade relativa

As elasticidades absolutas apresentam a reação do consumidor frente às mudanças tarifárias em cada período. Porém, as elasticidades relativas são mais importantes para avaliar a propensão do consumidor em alterar o seu perfil de carga frente ao sinal tarifário.

Existe no setor elétrico brasileiro um “dogma” de que se for diminuída a relação atual entre a tarifa de ponta e a tarifa fora de ponta haverá um acréscimo substancial de potência no sistema, levando a um déficit de capacidade na distribuição e transmissão. Isto se deve ao fato de que os grandes consumidores, na sua maioria, fazem remanejamento de carga em função da relação atual, na proporção de quatro vezes entre a tarifa de ponta e fora de ponta. Este remanejamento, ou modulação intencional da carga, seria desfeito ou prejudicado caso aquela relação viesse a ser alterada.

É neste ponto que a elasticidade relativa pode fornecer uma informação mais precisa sobre mudança de comportamento do consumidor e possibilitar um melhor desenho do menu tarifário. Na elasticidade relativa tenta-se extrair as variações comuns entre a demanda e a tarifa nos postos tarifários, ou seja, obtém-se a tendência conjunta tanto de incremento como de decremento da tarifa focando exclusivamente nas variações relativas.

A matriz de elasticidade relativa ER tem elementos iguais a 1 na diagonal, pois as elasticidades próprias seriam colocadas como base das tendências de crescimento ou decréscimo da tarifa no seu conjunto. As elasticidades relativas cruzadas seriam obtidas relacionando o efeito da variação de preço e a variação de demanda entre os postos tarifários. A elasticidade relativa no caso de dois postos tarifários seria obtida por:

$$ER_{PPF} = \frac{\frac{Dem_p(t+1) - Dem_p(t)}{Dem_{FP}(t+1) - Dem_{FP}(t)}}{\frac{Tar_p(t+1) - Tar_p(t)}{Tar_{FP}(t+1) - Tar_{FP}(t)}} \quad (\text{Equação 4.13})$$

Outra forma de entender esta relação é verificando que existe uma relação entre as tarifas de ponta e fora de ponta para a contratação de demanda, $RTar_{PPF}$, que atualmente no setor elétrico brasileiro se situa em torno de quatro.

$$RTar_{PPF} = \frac{Tar_p}{Tar_{FP}} \quad (\text{Equação 4.14})$$

A Tabela 4.1 apresenta as tarifas horo-sazonais azul de ponta e fora de ponta para os anos de 2003 a 2005 praticados pela LIGHT. Essas tarifas são utilizadas nos cálculos de elasticidade e também para definir as relações entre elas.

Tabela 2.1 Relações entre tarifa horo-sazonal azul de ponta e fora de ponta

Tarifa Horo-sazonal Azul									
Segmento Horário	Período Tarifário								
	2003			2004			2005		
	Demanda (R\$/kW)			Demanda (R\$/kW)			Demanda (R\$/kW)		
Sub-grupo	Ponta	F. Ponta	P / FP	Ponta	F. Ponta	P / FP	Ponta	F. Ponta	P / FP
A2 (88 a 138 kV)	17,83	4,03	4,424	17,48	3,71	4,712	20,08	3,71	5,412
A3a (30 a 44 kV)	28,43	9,36	3,037	29,15	9,24	3,155	35,56	10,48	3,393
A4 (2,3 a 25 kV)	29,69	9,74	3,048	31,05	9,86	3,149	39,13	11,63	3,365
AS (Subterrâneo)	32,84	14,52	2,262	34,36	14,7	2,337	43,28	17,35	2,495

Outra relação, associada entre a demanda da ponta e fora de ponta, é definida por:

$$RDem_{PPF} = \frac{Dem_p}{Dem_{FP}} \quad (\text{Equação 4.15})$$

A razão de potências entre os dois postos é que define basicamente o fator de modulação da carga. A preocupação do setor é que esta seja aumentada quando a relação entre as tarifas diminuir. Isto provocaria um aumento na potência no horário de ponta, podendo ocasionar esgotamento de capacidade no sistema. Esta relação mostra o grau de modulação de carga do consumidor devido à relação entre as tarifas. É evidente que o sinal tarifário não é a única variável que explica o comportamento do consumidor. Uma análise mais apurada, com a busca de fundamentos, pode complementá-la.

Portanto, as elasticidades cruzadas relativas são as mais importantes, pois definem a modulação esperada a ser observada. Com elas é possível estabelecer uma relação ótima entre a tarifa de ponta e fora de ponta, com o objetivo de tornar o sistema elétrico mais eficiente.

No cálculo das elasticidades, em função da granularidade do problema, ou seja, do período de tempo associado à elasticidade, é possível obtê-la hora a hora, semana a semana ou, como no caso deste estudo, entre os períodos associados aos postos tarifários. Esta granularidade pode estar associada tanto à tarifa como à demanda.

4.3 Conclusão

Este capítulo apresentou o conceito de elasticidade supondo que o consumo de energia é discretizado a cada hora do dia, ou seja, que é diferente vender energia às 24 horas em relação a vender às 18 horas. Foi mostrada a matriz de elasticidade considerando o consumo das 24 horas do dia e as relações entre cada posto tarifário.

No capítulo seguinte são apresentados os resultados do cálculo de elasticidade para os consumidores da LIGHT.

CAPÍTULO 5

5 Aplicação para os consumidores da Light

Uma aplicação da metodologia discutida anteriormente é feita com uma amostra de consumidores da LIGHT que apresentam demanda contratada igual ou superior a 500 kW e que têm opção contratual de usar tarifação horo-sazonal azul e são da atividade “Indústria de Transformação” e “Outras Atividades”. Os dados disponibilizados para a pesquisa incluem históricos de três anos de medições e informações comerciais de todos os clientes de alta-tensão da LIGHT, que são aproximadamente 7500 unidades. Por isso, precisam inicialmente ser submetidas ao critério de classificação descrito no item 2.2, para seleção da amostra.

5.1 Processamento dos bancos de dados

A fronteira entre uma unidade consumidora e a rede de distribuição de energia da concessionária é o ponto de medição. Os tipos de medidores utilizados para faturamento de energia e demanda eram originalmente equipamentos eletromecânicos com informações apenas da energia total e demanda única. Com o surgimento dos medidores eletrônicos, muitas informações sobre a forma de utilização da energia pelo consumidor passaram a ser acessíveis.

Estes medidores contêm parâmetros de funcionamento configuráveis como data, hora, intervalo de demanda, feriados, horário de verão, constantes de multiplicação, segmentos horários, tipo de tarifa, fator de potência de referência, relação de transformação de potencial e de corrente, entre outros. Além destes parâmetros, os dados de medição são armazenados em intervalos de 5 minutos, compondo as curvas de carga mensais de três grandezas elétricas, que geralmente são energia ativa e energia reativa que pode ser dividida em indutiva e capacitiva, correspondendo aos canais 1, 2 e 3. Esse conteúdo de informações é chamado de memória de massa do medidor. A partir dela é calculada a fatura mensal da unidade consumidora.

Apresenta-se a seguir o conjunto de etapas que foram utilizadas na aquisição dos dados para levantamento das curvas de carga.

Etapa 1: organização do banco de dados das memórias de massa dos medidores

O objetivo desta etapa foi organizar todos os arquivos das memórias de massa mensais dos medidores das 7500 unidades consumidoras em três pastas diferentes (representando os anos de 2003, 2004 e 2005). Este banco de dados foi utilizado para fornecer informações do perfil da curva de carga dos consumidores no processo de seleção.

Na área de concessão da LIGHT existem praticamente dois tipos de medidores instalados nas unidades consumidoras. Um deles é de fabricação da empresa ELO, nos modelos 2113, 2150D e 2180p. O outro é de fabricação da empresa ESB, nos modelos SAGA1000 e SAGA2000. Todos são utilizados para medição binômia (energia e demanda), aplicada aos consumidores do Grupo A com estruturas tarifárias convencional, horo-sazonal azul ou horo-sazonal verde.

Os arquivos das memórias de massa desses tipos de medidores correspondem, respectivamente, ao formato criptografado, mantido pelo fabricante e ao formato público, normalizado pela ABNT através da NBR14522 de 2000 [44]. No entanto, os softwares para leitura desses arquivos estão disponíveis para os usuários nos sites das empresas na internet [41][42].

Entre esses modelos de medidores a maior parte dos que estão instalados nos consumidores são os medidores da ESB, que foi constatado a partir da verificação dos formatos dos arquivos das memórias de massa mensais disponibilizados nos três anos de dados dos consumidores. A Tabela 5.1 mostra como evoluiu a quantidade desses tipos de medidores neste no período de 2003 a 2005 no caso da LIGHT.

Tabela 5.1 Evolução dos tipos de medidores instalados

Medidor	2003	2004	2005
ESB	77,99%	96,76%	99,71%
ELO	22,01%	3,24%	0,29%



Figura 5.1 Medidores SAGA 1000 e SAGA 2000

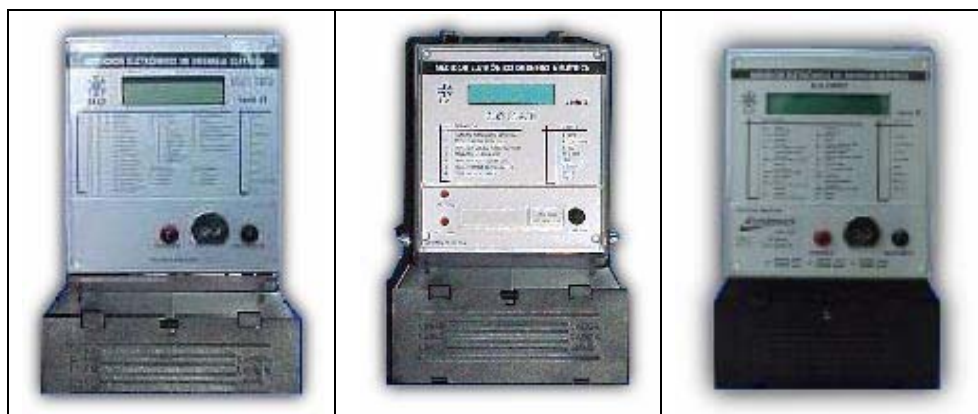


Figura 5.2 Medidores ELO 2113, ELO 2150D e ELO 2180p

Conforme foi mencionado existem dois formatos de arquivos de memória de massa para serem inicialmente tratados. Cada um deles depende da utilização de um software disponibilizado pelo fabricante para tratamento das medições individualmente ou em grupos limitados de medições.

Cada tipo de medidor possui suas características para o tratamento de dados conforme identificadas a seguir.

- Tratamento de medições no formato criptografado (nomenclatura com caractere @).
 - ⇒ Utilização do software ELO 50 (um arquivo);
 - ⇒ Utilização do software ELO 20 (mais de um arquivo);
 - ⇒ Arquivos de 50 kB com data, hora, kWh, kVArh;
 - ⇒ Tempo de integração de 5 minutos para o registro de dados.

- Tratamento de medições no formato público (nomenclatura com caractere &).
 - ⇒ Utilização do software PlaWin (um arquivo);
 - ⇒ Programação com base na NBR14522 (mais de um arquivo);
 - ⇒ Arquivos de 110 kB com data, hora, kWh, kVArh, pulso ativo, pulso reativo;
 - ⇒ Tempo de integração de 5 minutos para o registro de dados.

Esta primeira etapa exigiu um esforço computacional significativo e resultou na elaboração de um banco de dados de aproximadamente 30 GB e 300 mil arquivos.

Etapa 2: organização do banco de dados de faturamento das unidades consumidoras

O objetivo desta etapa foi organizar as planilhas de faturamento que contém informações dos parâmetros externos das unidades consumidoras, considerados dados comerciais. Este banco de dados também foi utilizado no processo de classificação para se fazer a seleção ou filtragem inicial no número de consumidores, procurando reduzir a quantidade de curvas de cargas a serem analisadas em conjunto.

Entre estes parâmetros ou atributos externos estão os seguintes: data da leitura inicial, data da leitura final, número da unidade consumidora, classe de consumo, tipo de tarifa, demandas contratadas, demandas medidas, consumos medidos na ponta e fora da ponta, atividade econômica segundo a Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) [43], regionalidade e tarifas especiais.

Verificou-se a necessidade de consolidar as informações mensais comuns e fazer uma checagem de todas as unidades consumidoras para garantir uma consistência nas informações.

Como os dados estão associados aos medidores, é necessário ter uma tabela que correlacione o medidor à unidade consumidora (UC). Muitas vezes devido à manutenção de medidor há trocas de UCs que devem ser identificadas.

Etapa 3: cruzamento dos bancos de dados de memórias de massa com os dados de faturamento

Considerando que todas as informações que permitissem identificar a razão social da unidade consumidora ficaram reservadas à LIGHT, a forma de cruzar as informações do banco de dados de memórias de massa com o banco de dados comerciais foi o número/código da unidade consumidora e o número/código do medidor.

Assim, foi necessário organizar um novo banco de dados, contendo o número da unidade consumidora e o número de identificação dos medidores que nela estiveram instalados anteriormente. Ou seja, todo medidor foi rastreado ao longo da utilização, e havendo substituição na unidade consumidora um novo número de identificação de medidor passou a ser o elo entre as curvas de carga e os dados de faturamento.

Verificou-se nesta etapa que algumas unidades consumidoras tiveram um único medidor, enquanto outras tiveram até três medidores. Além disto, o tipo do medidor substituto também poderia ser diferente, dificultando o rastreamento.

Etapa 4: leitura das curvas de carga diárias com potências médias horárias

Esta etapa iniciou-se com a utilização dos softwares disponibilizados pelos fabricantes, conforme o tipo de medidor, para a leitura e tratamento de arquivos individuais. O objetivo foi transformar curvas de carga diárias com tempo de integração de 5 minutos em curvas de carga diárias com médias horárias.

Apesar do tempo de integração da curva de carga para medição da demanda ser de 15 minutos, os medidores armazenam os dados em intervalos de 5 minutos. Assim, a partir de cada 12 medidas são calculadas as médias horárias e os dados são armazenados em seqüência numa nova planilha.

Nos processos de revisão tarifária e cálculo das tarifas em que a tipologia da curva de carga é utilizada, a quarta-feira é usada como dia útil representativo para os consumidores de energia elétrica. Assim, os dados na base horária ainda devem identificar o dia da semana,

para que sejam extraídas as curvas de carga das quartas-feiras antes de iniciar o processo de agrupamento das curvas de carga típicas.

Todo este processo deve ser feito para analisar uma unidade consumidora individualmente ou para analisar um grupo de consumidores selecionados pelos filtros de classificação. O resultado apresentou uma ou mais curvas características por unidade consumidora.

Como os bancos de dados organizados contêm milhares de arquivos e planilhas muito extensas, o tratamento manual e individual das curvas de carga de cada unidade consumidora torna-se inviável, o que implicou no desenvolvimento de uma ferramenta computacional a partir de uma metodologia pré-estabelecida.

Vale lembrar que os arquivos de memória de massa ainda podem conter dados de outras três grandezas entre os 18 canais adicionais. Ou seja, para o mesmo mês pode haver dois arquivos de memória de massa, um contendo energia ativa, energia reativa e fator de potência, e outro contendo tensão e corrente nos secundários dos transformadores de medição, tendo que ser descartado. Na análise manual, onde os programas dos fabricantes dos medidores são utilizados, é necessário abrir os dois arquivos e escolher aquele que contém as grandezas corretas.

Um programa computacional desenvolvido no âmbito deste trabalho fez o processamento dos dados diretamente da memória de massa, transformando-os em curvas de carga com 24 médias horárias, para cada dia do período estipulado, para cada ano, para cada consumidor da amostra.

5.2 Determinação das tipologias anuais para os consumidores

A partir da leitura das curvas de carga caracterizadas da amostra de consumidores, foi estipulada a quarta-feira como o dia útil típico, reduzindo, dessa forma, a quantidade de curvas por consumidor ao máximo de 52 curvas por ano. Em alguns casos algumas medições estavam faltando para as quartas-feiras.

Os casos de comportamentos com medições cujos valores estavam fora de uma faixa aceitável foram excluídos, usando-se o critério de comparação da distância, em desvios padrões, de cada atributo horário em relação à média do agrupamento.

Na aplicação do conceito de formação de agrupamentos com base na distância intra-grupo e na distância inter-grupos para a obtenção de curvas de carga representativas de unidades consumidoras, adotou-se os termos inter-consumidores e intra-consumidor respectivamente.

A análise inter-consumidores representa a obtenção das curvas representativas a partir da comparação das distâncias entre curvas de um conjunto de curvas diárias com mais de uma unidade consumidora. Pode ser usado para comparar similaridades no comportamento de mais de uma UC.

A análise intra-consumidor representa a obtenção das curvas representativas a partir da comparação das distâncias entre curvas de um conjunto de curvas diárias de uma única unidade consumidora. Pode ser usado para comparar mudanças no comportamento da mesma UC.

A determinação das tipologias de carga foi testada dessas duas formas, inter e intra consumidores, aplicando a técnica de agrupamento Fuzzy Clustering Method (FCM) com o índice de validação Compacidade e Separação (CS), já descritos no Capítulo 3. Inicialmente os agrupamentos foram feitos para mais de uma unidade consumidora, conforme a classificação desejada. Essa classificação separou em primeiro lugar os consumidores com a opção tarifária horo-sazonal azul com demanda contratada acima de 500 kW e as atividade “Indústria de Transformação” e “Outras Atividades” por sub-grupo.

5.2.1 Análise inter-consumidores

A aplicação do método de agrupamento sobre esta classificação da atividade econômica no nível das Seções (Indústria de Transformação e Outras Atividades) consiste na análise inter-consumidor (25, 23, 33, 4, 10, 188 e 17 unidades consumidoras). A Tabela 5.1 e a Tabela 5.2 mostram as quantidades de consumidores incluídos nessa análise, por sub-grupo. Seguindo na mesma linha, porém reduzindo a quantidade de consumidores para formação dos grupos, fez-se a classificação das atividades no nível das Divisões, dentro da Indústria de Transformação e de Outras Atividades (1 a 9 e 1 a 47 unidades consumidoras na Indústria de Transformação e nas Outras Atividades, respectivamente).

Tabela 5.2 Quantidade de consumidores da Indústria de Transformação

Tarifa	Sub-grupo	Atividade	# UC
Azul	A2	Indústria de Transformação	25
Azul	A2	Máquinas e equipamentos	2
Azul	A2	Materiais elétricos	2
Azul	A2	Móveis	2
Azul	A2	Papel e celulose	2
Azul	A2	Artigos de plástico e de borracha	2
Azul	A2	Produtos alimentícios e bebidas	2
Azul	A2	Produtos de minerais não metálicos	1
Azul	A2	Produtos químicos	5
Azul	A2	Montagem de veículos	1
Azul	A2	Metalurgia básica	5
Azul	A2	Reprodução de gravações	1
Azul	A3a	Indústria de Transformação	23
Azul	A3a	Artigos de confecção	1
Azul	A3a	Equipamentos	1
Azul	A3a	Artigos de plástico e de borracha	3
Azul	A3a	Produtos alimentícios e bebidas	5
Azul	A3a	Produtos metálicos	1
Azul	A3a	Produtos de minerais não metálicos	5
Azul	A3a	Produtos químicos	5
Azul	A3a	Produtos têxteis	2
Azul	A4	Indústria de Transformação	33
Azul	A4	Produtos alimentícios e bebidas	9
Azul	A4	Papel e celulose	2
Azul	A4	Artigos de plástico e de borracha	2
Azul	A4	Produtos metálicos	4
Azul	A4	Produtos de minerais não metálicos	2
Azul	A4	Produtos químicos	9
Azul	A4	Produtos têxteis	1
Azul	A4	Reprodução de gravações	4
			81

Tabela 5.3 Quantidade de consumidores de Outras Atividades

Tarifa	Sub-grupo	Atividade	# UC
Azul	A2	Outras atividades	4
Azul	A2	Produção de eletricidade e gás	2
Azul	A2	Transporte e armazenagem	2
Azul	A3a	Outras atividades	10
Azul	A3a	Administração pública	3
Azul	A3a	Comércio	1
Azul	A3a	Outros serviços	2
Azul	A3a	Produção de eletricidade e gás	2
Azul	A3a	Saúde e serviços	1
Azul	A3a	Transporte e armazenagem	1
Azul	A4	Outras atividades	188
Azul	A4	Administração pública	17
Azul	A4	Alojamento e alimentação	7
Azul	A4	Atividade imobiliária	37
Azul	A4	Comércio	47
Azul	A4	Construção	2
Azul	A4	Educação	2
Azul	A4	Intermediação financeira	6
Azul	A4	Outros serviços	12
Azul	A4	Produção de eletricidade e gás	8
Azul	A4	Saúde e serviços	18
Azul	A4	Transporte e armazenagem	32
Azul	AS	Outras atividades	17
Azul	AS	Administração pública	2
Azul	AS	Alojamento e alimentação	2
Azul	AS	Atividade imobiliária	2
Azul	AS	Educação	2
Azul	AS	Intermediação financeira	7
Azul	AS	Saúde e serviços	2
			219

Tomando a atividade Metalurgia Básica do sub-grupo A2 como exemplo (cinco unidades consumidoras), o resultado dos agrupamentos da análise inter-consumidores mostra que existem dois tipos de curvas de carga (Figura 5.3).

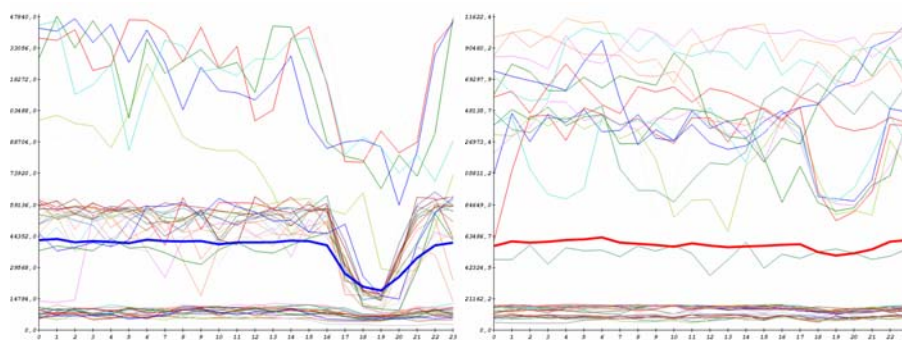


Figura 5.3 Agrupamentos representativos – Metalurgia Básica, 2004

Note-se aqui que a tipologia da curva de carga foi identificada na sua forma normalizada. Porém, a visualização gráfica dos agrupamentos de curvas ocorre na forma desnormalizada, ou seja, em potência. No exemplo mostrado, três patamares de curvas estão no mesmo grupo, fazendo com que a curva de carga representativa (curva média ou central) tenha a potência média ponderada do grupo.

Repetindo a mesma análise para 2005 observa-se a mesma tendência (Figura 5.4).

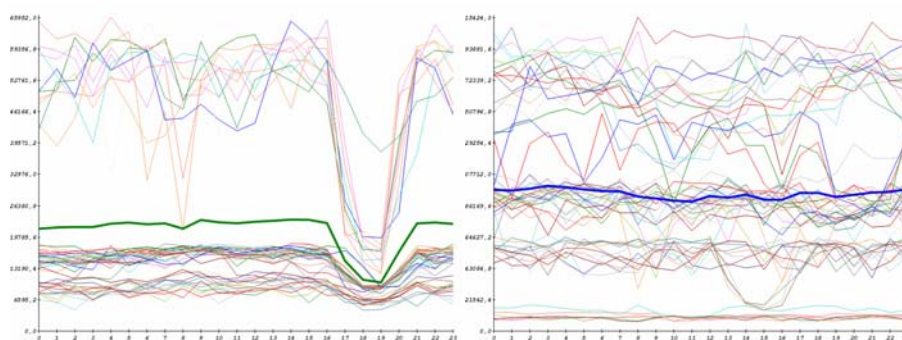


Figura 5.4 Agrupamentos representativos – Metalurgia Básica, 2005

Fazendo a mesma análise para a Fabricação de Produtos Têxteis do sub-grupo A3a, para 2003, 2004 e 2005, dois agrupamentos distintos foram formados em cada ano, mostrando que as duas unidades consumidoras com esta atividade apresentam comportamentos diferentes.

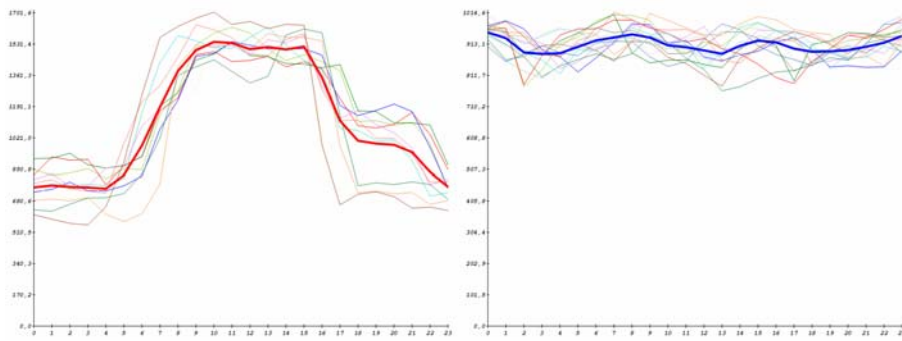


Figura 5.5 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Têxteis, 2003

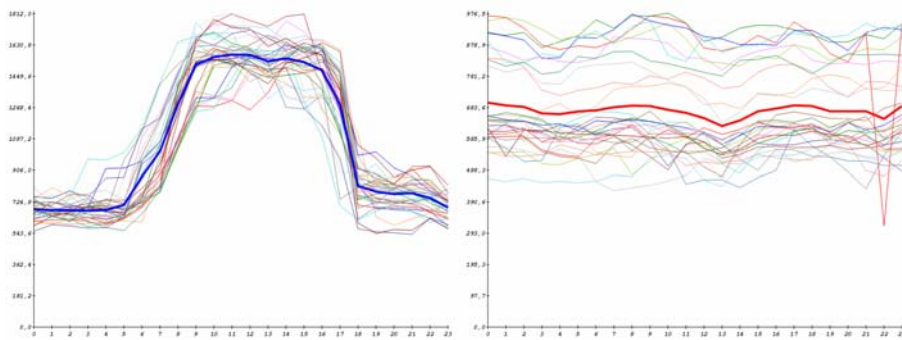


Figura 5.6 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Têxteis, 2004

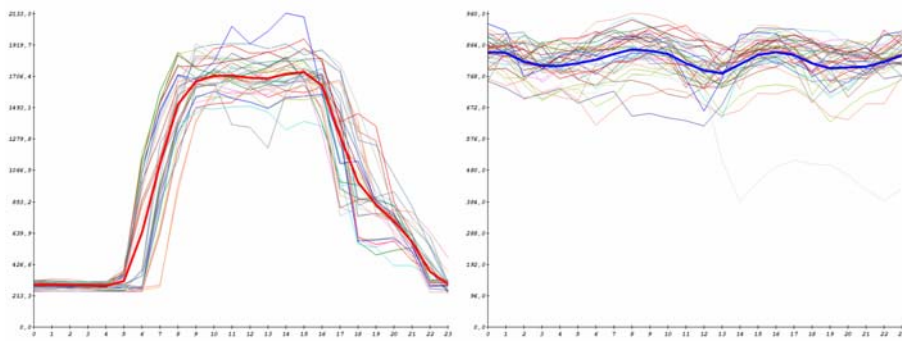


Figura 5.7 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Têxteis, 2005

Nota-se neste caso que os agrupamentos separaram os dois consumidores mostrando que seus comportamentos são diferentes e que as curvas representativas são individuais.

Para evitar as variações da ponderação das curvas de carga na determinação das curvas representativas dos consumidores, as quais serão usadas para o cálculo da elasticidade, optou-se pela análise intra-consumidor.

5.2.2 Análise intra-consumidor

A abordagem do método de agrupamento feita individualmente por consumidor, identifica variações de comportamento sazonais ou por outros motivos. Para uso no cálculo da elasticidade, porém, permite escolher entre os grupos gerados (2 ou 3 agrupamentos), aquele comportamento que se repete com maior frequência cada ano.

Tomando o exemplo da unidade consumidora 115436 da atividade Fabricação de Produtos Alimentícios e Bebidas do sub-grupo A4, tem-se as seguintes curvas representativas anuais.

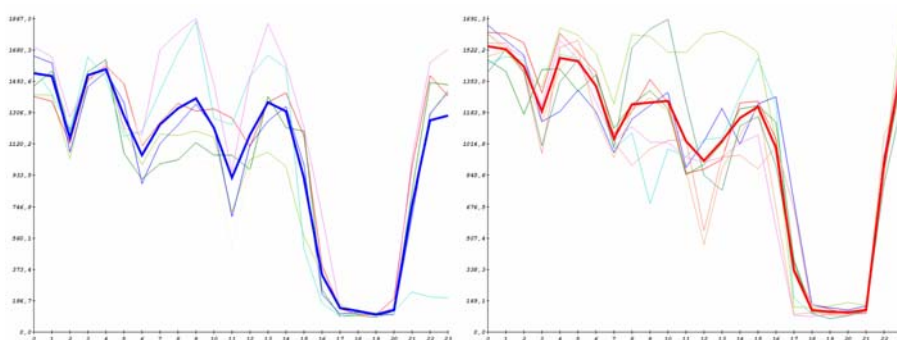


Figura 5.8 Agrupamentos representativos – Produtos Alimentícios e Bebidas, 2003

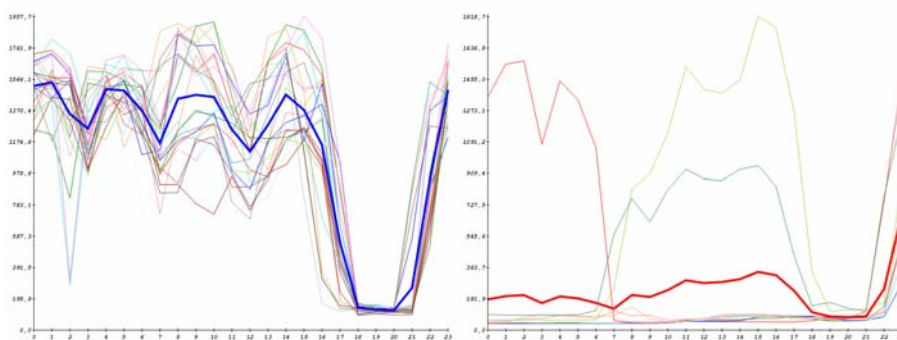


Figura 5.9 Agrupamentos representativos – Produtos Alimentícios e Bebidas, 2004

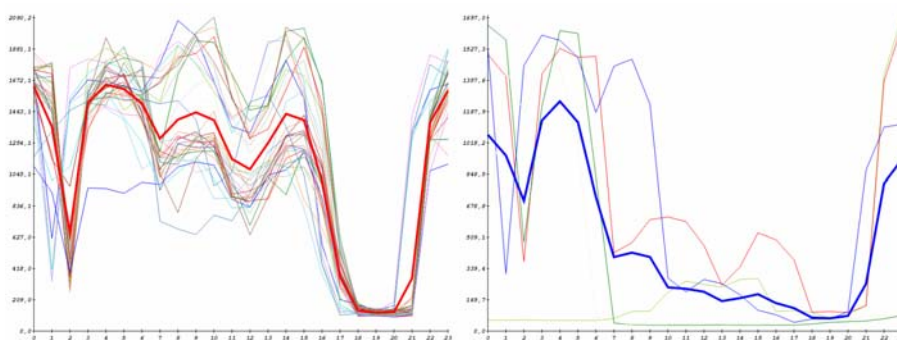


Figura 5.10 Agrupamentos representativos – Produtos Alimentícios e Bebidas, 2005

Da mesma forma para unidade consumidora 90310 da atividade Fabricação de Produtos Químicos do sub-grupo A3a, tem-se as seguintes curvas representativas:

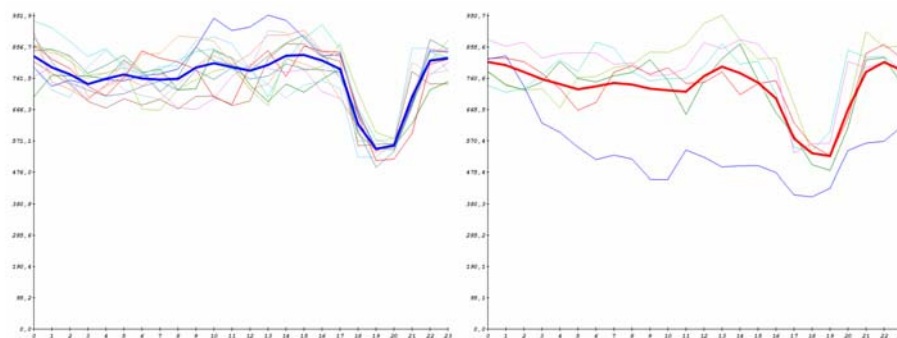


Figura 5.11 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Químicos, 2003

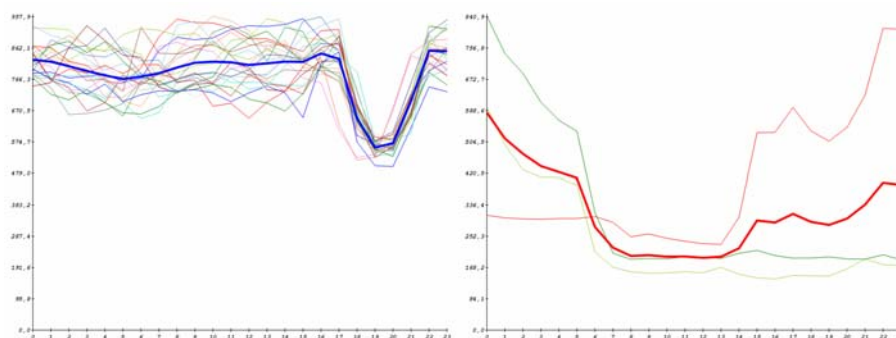


Figura 5.12 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Químicos, 2004

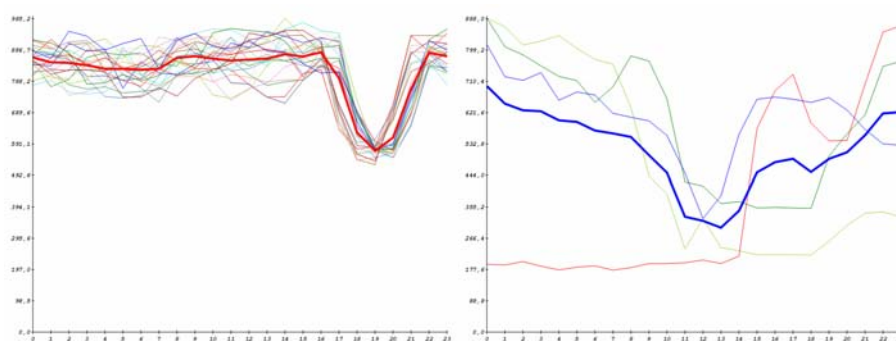


Figura 5.13 Agrupamentos representativos – Fabricação de Produtos Químicos, 2005

Verifica-se que ao final deste procedimento foram obtidas mais de uma curva representativa anual para os consumidores, porém, para o interesse do cálculo da elasticidade foi escolhida somente uma, aquela em que estava presente no maior número de curvas.

Os procedimentos de análise inter-consumidores e intra-consumidor foram repetidos para a amostra dos 300 consumidores (com demanda contratada acima de 500 kW, tarifa horo-sazonal azul e atividade da Indústria de Transformação ou Outras Atividades), obtendo-se ao final, curvas diárias representativas para cada ano de medição desses consumidores.

Essas curvas dos agrupamentos representativos podem ser vistas no Anexo 2 – Curvas representativas anuais da amostra.

5.3 Cálculos das elasticidades

Identificadas as curvas de carga representativas, e associando-as às informações sobre as tarifas é possível calcular as elasticidades.

Se o efeito da modulação de carga é calculado pela relação entre os postos horários da ponta e fora de ponta, as relações das tarifas e das demandas médias nesses postos horários foram consideradas para o cálculo.

Assim, exemplifica-se o processo de cálculo da elasticidade relativa para as unidades consumidoras 115436, 90310 e 37680.

5.3.1 Fabricação de produtos alimentícios e bebidas – UC115436

Este consumidor em 2003 já apresenta uma forte modulação no horário de ponta, que foi mantida nos anos seguintes. A variação horária na carga está resumida na Tabela 5.4.

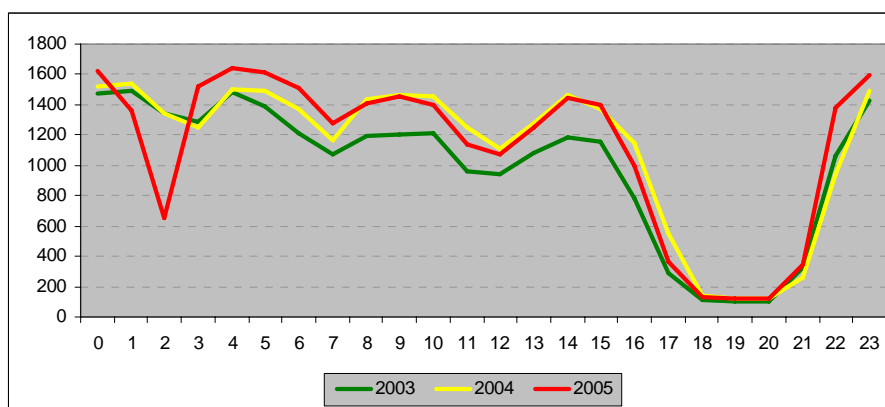


Figura 5.14 Curvas representativas anuais – UC 115436

A redução de demanda na terceira hora se deve a modificação no processo ou ao desligamento de equipamentos que passaram a não coincidir o funcionamento.

Tabela 5.4 Cálculo das variações das demandas horárias

	CURVAS						
	2003	2004	2005	2003 e 2004		2004 e 2005	
	Curva	Curva	Curva	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$
0	1469	1521	1627	52	0,035	106	0,069
1	1492	1543	1358	50	0,034	-185	-0,120
2	1344	1346	651	2	0,001	-695	-0,516
3	1288	1253	1517	-35	-0,027	264	0,211
4	1478	1501	1639	23	0,015	138	0,092
5	1391	1492	1610	101	0,072	118	0,079
6	1216	1368	1514	152	0,125	146	0,106
7	1068	1163	1279	95	0,088	116	0,099
8	1195	1440	1405	245	0,205	-35	-0,024
9	1207	1465	1453	258	0,214	-12	-0,008
10	1210	1451	1402	242	0,200	-49	-0,034
11	962	1248	1142	286	0,297	-106	-0,085
12	944	1111	1073	166	0,176	-38	-0,034
13	1079	1276	1248	197	0,183	-28	-0,022
14	1184	1466	1444	282	0,238	-22	-0,015
15	1154	1370	1402	216	0,187	32	0,023
16	788	1151	994	363	0,460	-157	-0,136
17	291	547	359	256	0,881	-188	-0,343
18	116	137	133	21	0,179	-4	-0,028
19	99	125	119	26	0,264	-7	-0,052
20	107	120	123	13	0,124	3	0,023
21	327	260	348	-67	-0,206	88	0,339
22	1064	944	1384	-120	-0,113	440	0,466
23	1423	1497	1598	73	0,051	102	0,068

Reduzindo estas variações das potências horárias para uma demanda média nos postos horários tem-se a Tabela 5.5.

Tabela 5.5 Cálculo das variações das demandas por postos horários

	Quantidade						
	2003	2004	2005	2003 e 2004		2004 e 2005	
	Curva	Curva	Curva	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$
FPonta	1.123	1.258	1.259	135	0,1203	2	0,0013
Ponta	107	127	125	20	0,1872	-3	-0,0201
RPFP	0,096	0,101	0,099				

Das Resoluções referentes aos reajustes tarifários anuais foram obtidas as tarifas de demanda nos postos horários para os três anos e em seguida foram calculadas as variações dessas tarifas, conforme mostrado na Tabela 5.6 para a área de concessão da LIGHT.

Tabela 5.6 Cálculo das variações das tarifas para o sub-grupo A4

	Preço						
	2003	2004	2005	2003 e 2004		2004 e 2005	
	Curva	Curva	Curva	ΔP	$\Delta P / P_o$	ΔP	$\Delta P / P_o$
FPonta	9,74	9,86	11,63	0,12	0,0123	1,77	0,1795
Ponta	29,69	31,05	39,13	1,36	0,0458	8,08	0,2602
RPFP	3,05	3,15	3,36				

Usando as equações (4.8), (4.9), (4.10) e (4.11) calcula-se a matriz de elasticidades absolutas para as variações da tarifa e da curva de carga da UC115436 que representa um consumidor associado à atividade de fabricação de produtos alimentícios e bebidas.

Tabela 5.7 Cálculo da matriz de elasticidades absolutas

		2003 para 2004		2004 para 2005	
E_{PP}	E_{PFP}	4,09	15,19	-0,08	-0,11
E_{FPP}	E_{FPFP}	2,63	9,76	0,01	0,01

Com a aplicação das equações (4.14) e (4.15) foram obtidos os elementos para o cálculo da elasticidade relativa (4.13), mostrados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 Cálculo da elasticidade relativa

	2003 para 2004	2004 para 2005
RQpfp	0,101	0,099
RQpfpo	0,096	0,101
RTpfp	3,149	3,365
RTpfpo	3,048	3,149
E_R	1,805	-0,313

No período de 2003 para 2004 as relações de demanda aumentaram de 0,096 para 0,101, ou seja, ocorreu pequena redução da modulação da carga enquanto que a relação de tarifa aumentou de 3,048 para 3,149. Desta forma, pode-se dizer que a modulação da carga foi 1,805 vezes maior que a relação de tarifa de ponta para fora de ponta.

De 2004 para 2005 as relações de demanda diminuíram de 0,101 para 0,099, ou seja, ocorreu aumento da modulação da carga enquanto que a relação de tarifa aumentou de 3,149 para 3,365. Sendo assim, pode-se dizer que a modulação de carga foi 0,313 vezes menor que a relação de tarifa ponta para fora de ponta.

Observa-se neste caso que a mudança relativa do consumo nos dois postos tarifários para os dois biênios não foram coerentes, o que pode demonstrar que: a variação na relação de consumo não é explicada pela variação na tarifa ou o tamanho da amostra é muito pequeno.

5.3.2 Fabricação de produtos químicos – UC90310

Este consumidor também apresenta modulação no horário de ponta, que foi mantida nos três anos. Fatores que podem explicar esta modulação são: a geração própria no horário de ponta ou a modulação de carga. A variação horária na carga está resumida na Tabela 5.9.

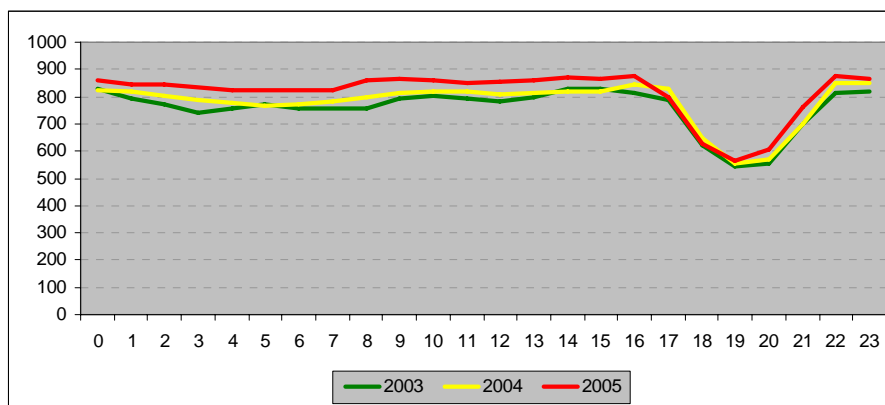


Figura 5.15 Curvas representativas anuais – UC 90310

Tabela 5.9 Cálculo das variações das demandas horárias

	CURVAS						
	2003	2004	2005	2003 e 2004		2004 e 2005	
	Curva	Curva	Curva	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$
0	827	824	861	-3	-0,003	37	0,045
1	793	818	846	25	0,032	28	0,034
2	772	804	844	33	0,042	40	0,050
3	742	790	837	48	0,064	47	0,059
4	758	776	826	18	0,024	49	0,064
5	771	765	826	-6	-0,008	60	0,079
6	759	773	822	14	0,018	49	0,064
7	756	783	826	27	0,036	43	0,055
8	758	800	860	42	0,056	59	0,074
9	792	815	865	23	0,029	50	0,061
10	806	818	858	13	0,016	39	0,048
11	794	816	851	23	0,029	35	0,043
12	783	808	855	26	0,033	46	0,057
13	800	813	858	13	0,016	45	0,055
14	828	819	871	-10	-0,012	53	0,064
15	831	818	864	-13	-0,015	47	0,057
16	814	844	878	30	0,036	34	0,041
17	788	827	796	39	0,050	-31	-0,037
18	620	646	626	26	0,042	-21	-0,032
19	545	555	567	10	0,019	12	0,021
20	555	569	609	14	0,025	40	0,070
21	702	699	762	-3	-0,005	63	0,091
22	813	852	876	39	0,047	24	0,028
23	820	850	865	30	0,036	15	0,018

Reduzindo estas variações das potências horárias para uma demanda média nos postos horários tem-se a Tabela 5.10.

Tabela 5.10 Cálculo das variações das demandas por postos horários

	Quantidade						
	2003	2004	2005	2003 e 2004		2004 e 2005	
	Curva	Curva	Curva	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$
FPonta	786	805	845	19	0,0246	40	0,0493
Ponta	573	590	600	17	0,0292	10	0,0176
RPFP	0,729	0,733	0,711				

Com base nos mesmos reajustes tarifários anuais foram obtidas as tarifas de demanda nos postos horários para os três anos e em seguida foram calculadas as variações dessas tarifas, conforme mostrado na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 Cálculo das variações das tarifas para o sub-grupo A3a

	Preço						
	2003	2004	2005	2003 e 2004		2004 e 2005	
	Curva	Curva	Curva	ΔP	$\Delta P / P_0$	ΔP	$\Delta P / P_0$
FPonta	9,36	9,24	10,48	-0,12	-0,0128	1,24	0,1342
Ponta	28,43	29,15	35,56	0,72	0,0253	6,41	0,2199
RPFP	3,04	3,15	3,39				

Usando as equações (4.8), (4.9), (4.10) e (4.11) calcula-se a matriz de elasticidades absolutas para as variações da tarifa e da curva de carga da UC90310.

Tabela 5.12 Cálculo da matriz de elasticidades absolutas

		2003 para 2004		2004 para 2005	
E_{PP}	E_{PFP}	1,15	-2,28	0,08	0,13
E_{FPP}	E_{FFFP}	0,97	-1,92	0,22	0,37

Com a aplicação das equações (4.14) e (4.15) foram obtidos os elementos para o cálculo da elasticidade relativa (4.13), mostrados na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 Cálculo da elasticidade relativa

	2003 para 2004	2004 para 2005
RQpfp	0,733	0,711
RQpfpo	0,729	0,733
RTpfp	3,155	3,393
RTpfpo	3,037	3,155
E_R	0,115	-0,400

No período de 2003 para 2004 as relações de demanda aumentaram de 0,729 para 0,733, ou seja, ocorreu pequena redução da modulação da carga enquanto que a relação de tarifa ponta e fora de ponta aumentou de 3,037 para 3,155. Desta forma, pode-se dizer que a “modulação” da carga foi 0,115 vezes maior que a relação da tarifa de ponta para fora de ponta.

De 2004 para 2005 as relações de demanda diminuíram de 0,733 para 0,711, ou seja, ocorreu aumento da modulação da carga. A relação de tarifa ponta e fora de ponta aumentou de 3,155 para 3,393. Sendo assim, pode-se dizer que a “modulação” de carga foi 0,400 vezes menor que a relação da tarifa de ponta com a tarifa fora de ponta.

5.3.3 Fabricação de produtos alimentícios e bebidas – UC37680

Neste caso o consumidor fazia modulação da demanda no horário de ponta, a qual foi sendo reduzida nos anos seguintes. A variação horária da demanda está na Tabela 5.14.

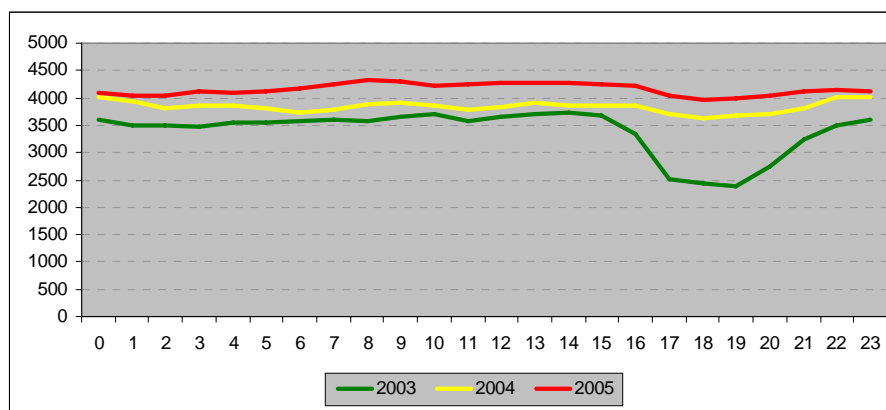


Figura 5.16 Curvas representativas anuais – UC 37680

Uma explicação para a não modulação a partir de 2004 seria a compra direta de energia no mercado livre onde nestes anos o preço tem atingido níveis baixos.

Tabela 5.14 Cálculo das variações das demandas horárias

	CURVAS						
	2003	2004	2005	2003 e 2004		2004 e 2005	
	Curva	Curva	Curva	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$
0	3600	4018	4093	417	0,116	75	0,019
1	3490	3926	4053	436	0,125	127	0,032
2	3500	3806	4049	305	0,087	243	0,064
3	3476	3867	4120	390	0,112	253	0,065
4	3539	3861	4106	322	0,091	244	0,063
5	3544	3800	4113	256	0,072	313	0,082
6	3567	3740	4167	173	0,049	428	0,114
7	3603	3785	4243	181	0,050	459	0,121
8	3563	3876	4326	313	0,088	450	0,116
9	3656	3918	4302	262	0,072	384	0,098
10	3717	3862	4230	145	0,039	368	0,095
11	3567	3770	4260	202	0,057	491	0,130
12	3646	3823	4278	177	0,049	455	0,119
13	3718	3911	4275	193	0,052	364	0,093
14	3734	3866	4281	132	0,035	415	0,107
15	3690	3849	4255	159	0,043	406	0,105
16	3330	3848	4211	518	0,156	362	0,094
17	2503	3708	4040	1205	0,482	332	0,090
18	2429	3624	3968	1194	0,492	344	0,095
19	2394	3670	3991	1276	0,533	321	0,087
20	2757	3704	4049	947	0,343	346	0,093
21	3245	3816	4115	570	0,176	299	0,078
22	3497	4013	4144	516	0,148	130	0,032
23	3590	4011	4110	421	0,117	99	0,025

Reduzindo estas variações das demandas horárias para variações da demanda média nos postos horários tem-se a Tabela 5.15.

Tabela 5.15 Cálculo das variações das demandas por postos horários

	Quantidade						
	2003	2004	2005	2003 e 2004		2004 e 2005	
	Curva	Curva	Curva	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$	ΔQ	$\Delta Q / Q_0$
FPonta	3.513	3.861	4.179	347	0,0989	319	0,0826
Ponta	2.527	3.666	4.003	1139	0,4507	337	0,0919
RPFP	0,719	0,950	0,958				

Com base nos mesmos reajustes tarifários anuais foram obtidas as tarifas de demanda nos postos horários para os três anos e em seguida foram calculadas as variações dessas tarifas, conforme mostrado na Tabela 5.16.

Tabela 5.16 Cálculo das variações das tarifas para o sub-grupo A4

	Preço						
	2003	2004	2005	2003 e 2004		2004 e 2005	
	Curva	Curva	Curva	ΔP	$\Delta P / P_0$	ΔP	$\Delta P / P_0$
FPonta	9,74	9,86	11,63	0,12	0,0123	1,77	0,1795
Ponta	29,69	31,05	39,13	1,36	0,0458	8,08	0,2602
RFPF	3,05	3,15	3,36				

Usando as equações (4.8), (4.9), (4.10) e (4.11) calcula-se a matriz de elasticidades absolutas para as variações da tarifa e da curva de carga da UC37680 (Tabela 5.17).

Tabela 5.17 Cálculo da matriz de elasticidades absolutas

		2003 para 2004		2004 para 2005	
E_{PP}	E_{PFP}	9,84	36,58	0,35	0,51
E_{FPP}	E_{FPFP}	2,16	8,03	0,32	0,46

Com a aplicação das equações (4.14) e (4.15) foram obtidos os elementos para o cálculo da elasticidade relativa (4.13), mostrados na Tabela 5.18.

Tabela 5.18 Cálculo da elasticidade relativa

	2003 para 2004	2004 para 2005
RQpfp	0,950	0,958
RQpfpo	0,719	0,950
RTpfp	3,149	3,365
RTpfpo	3,048	3,149
E_R	9,679	0,126

No período de 2003 para 2004 as relações de demanda aumentaram de 0,729 para 0,950, ou seja, ocorreu pequena redução da modulação da demanda. A relação de tarifa ponta e fora de ponta aumentou de 3,048 para 3,149. Desta forma, pode-se dizer que a “modulação” da demanda foi 9,679 vezes maior que a relação da tarifa de ponta para fora de ponta.

De 2004 para 2005 as relações de demanda aumentaram de 0,950 para 0,958, ou seja, ocorreu redução da modulação da demanda. A relação de tarifa ponta e fora de ponta aumentou de 3,149 para 3,365. Sendo assim, pode-se dizer que a “modulação” de carga foi 0,126 vezes maior que a relação da tarifa ponta para fora de ponta.

5.4 Resultados da Elasticidade Relativa

A seguir resumem-se os resultados quanto à Elasticidade relativa para os consumidores da LIGHT com demanda acima de 500 kW.

Para os consumidores da atividade Indústria de Transformação os valores de elasticidade são mostrados por sub-grupo, nos dois intervalos anuais, na Figura 5.17.

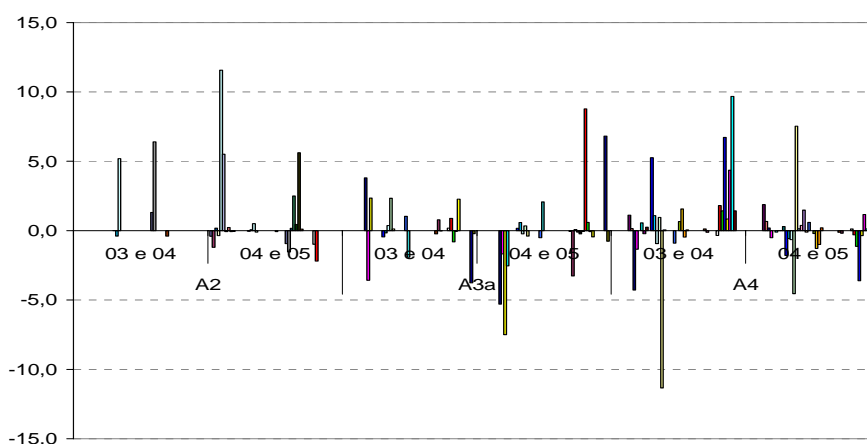


Figura 5.17 Elasticidades relativas para a Indústria de Transformação

No geral as elasticidades relativas foram bem variadas, sendo positivas, negativas, baixas e altas. Isso significa que ocorreu modulação da carga, em sentido direto ou inverso à variação da tarifa, em grande ou em pequena medida. Isto ressalta a necessidade apontada anteriormente quanto à necessidade de uma análise prévia de causa e efeito, ou seja, se a variação na relação das tarifas explica a variação na modulação da carga.

Por sub-grupo pode-se dizer que no A2 a modulação da demanda foi maior que a modulação da tarifa para alguns consumidores, ou seja, sabendo-se que a variação da relação de tarifa aumentou, a modulação da demanda do consumidor foi maior.

A Tabela 5.19 resume os resultados obtidos por sub-grupo para a Indústria de Transformação.

Tabela 5.19 Avaliação estatística dos resultados das Indústrias de Transformação

Elasticidade Relativa	A2		A3a		A4	
Indústria de Transformação	03 e 04	04 e 05	03 e 04	04 e 05	03 e 04	04 e 05
Média	2,4	0,8	0,1	-0,2	0,6	-0,1
Desvio	3,2	2,9	1,8	3,3	3,5	1,9

Resultados similares foram obtidos para o cálculo da elasticidade dos consumidores de Outras Atividades.

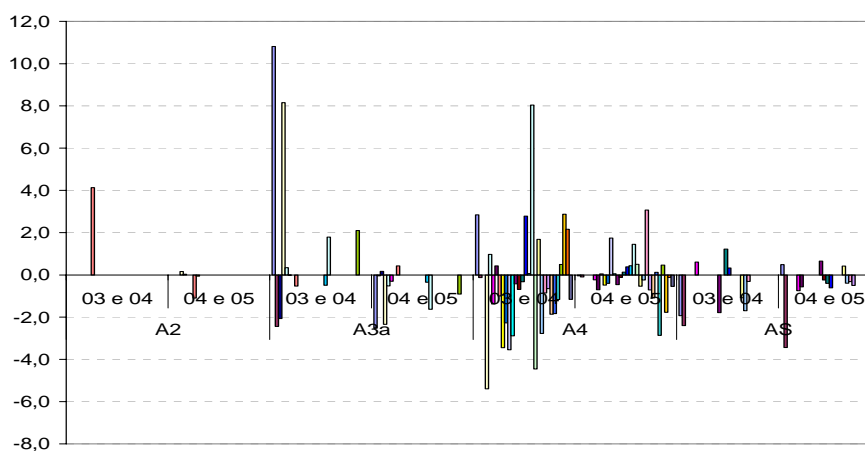


Figura 5.18 Elasticidades relativas para Outras Atividades

Tabela 5.20 Avaliação estatística dos resultados das Outras Atividades

Elasticidade Relativa	A2		A3a		A4		AS	
Outras atividades	03 e 04	04 e 05	03 e 04	04 e 05	03 e 04	04 e 05	03 e 04	04 e 05
Média	4,1	-0,2	1,8	-0,8	-0,6	-0,1	-0,8	-0,5
Desvio	-	0,6	4,4	1,0	2,7	1,1	1,3	1,0

Da mesma forma, a análise por sub-grupo mostra que no período de 2003 para 2004 os valores médios obtidos foram maiores que no período de 2004 para 2005.

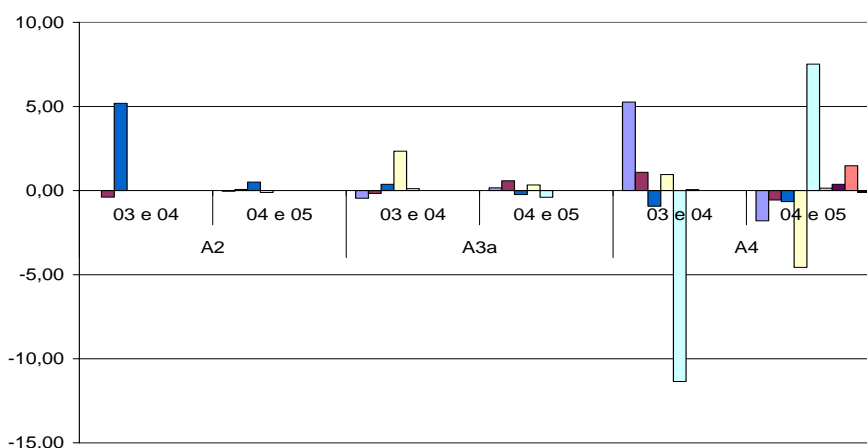


Figura 5.19 Fabricação de Produtos Químicos

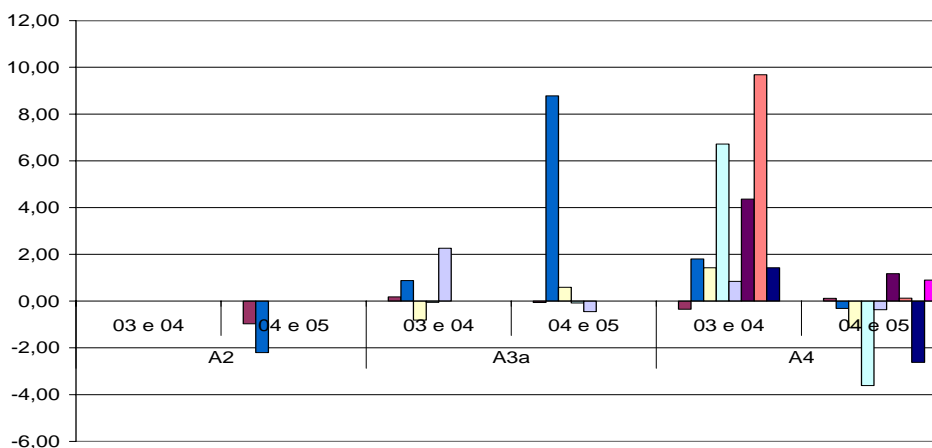


Figura 5.20 Fabricação de Produtos Alimentícios e Bebidas

A avaliação da variação relativa das demandas e tarifas, ponta e fora de ponta, para os setores de Fabricação de Produtos Químicos e Fabricação de Produtos Alimentícios e Bebidas também mostra que há variação entre os consumidores dentro dos sub-grupos e de um ano para o outro.

Observa-se que entre os anos 2003 e 2004 a reação do consumidor frente à variação tarifária foi bem maior que entre os anos 2004 e 2005. O consumidor tomou uma decisão entre 2003 e 2004 cuja causa pode ser devido à tarifa, mas que no biênio seguinte não com tanta intensidade. É importante observar que neste caso assim como nos demais apresentados anteriormente não se pode afirmar que esta é a elasticidade do consumidor necessitando de uma análise mais apurada de causa e efeito.

Capítulo 6

6 Conclusões

A utilização da metodologia proposta mostrou, nos casos apresentados, sua aplicabilidade para o cálculo da elasticidade tarifa-curva de carga.

Ao longo das etapas da aplicação algumas questões foram surgindo e algumas soluções foram dadas:

Na obtenção dos dados, destacam-se os seguintes pontos:

O fato dos medidores serem substituídos na mesma unidade consumidora impôs o rastreamento para garantir a continuidade na obtenção dos dados de medição.

O banco de dados de faturamento da LIGHT contendo as informações comerciais era incompleto quanto às informações da atividade econômica. Para a classificação da amostra segundo esse critério foi necessário realizar a consolidação desse atributo, preenchendo, em cada caso, as lacunas de informação.

A existência de dois tipos de medidores e a quantidade maior de dados no formato público direcionou a obtenção das curvas de carga, requerendo o desenvolvimento de um software para leitura nos padrões da NBR14522.

Na aplicação do modelo de cálculo, destacam-se os seguintes pontos:

As formas de normalização para tipificação das curvas de carga que foram testadas, ou seja, pela média, pelo máximo, pela variação de amplitude e pela diferença da média e o desvio padrão, confirmaram que a utilização do valor máximo como referência é a forma mais adequada. Observou-se que desta forma a formação dos agrupamentos foi mais eficaz no que se refere à separação e compacidade.

No processo de agrupamento pelo método FCM foi aplicado um filtro para retirada das curvas com variações extremas pela comparação da distância das curvas com relação aos desvios padrões do grupo. Verificou-se que esse procedimento foi eficaz. Em

testes realizados, o uso do método de agrupamento FCM mostrou-se vantajoso por permitir fazer essa filtragem, usando um determinado grau pertinência. Assim, as curvas com comportamentos atípicos puderam ser descartadas, por não terem grau de pertinência alto com nenhum grupo formado. Por esse motivo, o método FCM foi aplicado duas vezes, uma para filtragem, outra para o agrupamento, alcançando melhor definição das curvas representativas.

A análise inter-consumidores realizada no início mostrou que em alguns casos os agrupamentos de curvas com o mesmo perfil com diferentes patamares de potência geravam curvas representativas médias ponderadas com relação à quantidade de curvas de cada patamar. Para o cálculo da elasticidade, a comparação das demandas dessa curva representativa com as tarifas mostrou que seu uso não seria apropriado, pois essa curva não refletia corretamente o comportamento do grupo, principalmente quando se passava de um ano para outro. Em outros casos, a análise inter-consumidores permitiu a obtenção da curva representativa correta, quando os perfis dos consumidores eram bem diferentes. Considerando isso, optou-se pela análise intra-consumidor e, nesta, a adoção da curva representativa do agrupamento que apresentou maior compacidade.

Apesar dos resultados desta primeira investida no cálculo das elasticidades não serem confiáveis, foi possível através deste projeto estabelecer um procedimento de obtenção das variações da relação de demanda da curva de carga sobre a variação da relação de tarifas ponta e fora de ponta. Muitas pesquisas ainda devem se seguir como a melhoria no método de agrupamento para quantidades maiores de curvas de carga, avaliação da tarifa de demanda e consumo de forma conjunta, e outras.

Recomenda-se aplicar novas técnicas estatísticas como, por exemplo, os Descritores de Hjorth (Change Point Detection) [37], para auxiliar na determinação do ponto de mudança do comportamento do consumidor para obter os períodos de análise das curvas de carga características e a partir daí calcular a “elasticidade”. É necessário, portanto uma avaliação mais precisa de causa e efeito que requer uma quantidade de dados maior.

Capítulo 7

7 Referências Bibliográficas

LEIS

- [1] BRASIL. Decreto n. 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 30 de julho de 2004.
 - [2] BRASIL, Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995, que estabelece normas para outorga de prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 07 de julho de 1995.
 - [3] BRASIL. Decreto-Lei n. 86.463, de 13 de outubro de 1981. Altera o Decreto 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica, e o Decreto 62.724, para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 11 de dezembro de 1987.
 - [4] BRASIL. Decreto-Lei n. 75.887, de 20 de junho de 1975. Altera dispositivos dos Decretos números 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, 62.724, de 17 de maio de 1968, e do Regulamento aprovado pelo Decreto nº 68.419, de 25 de março de 1971, relativos a Tarifação e serviços de energia elétrica. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 20 de junho de 1975.
 - [5] BRASIL. Decreto-Lei n. 62.724, de 17 de maio de 1968. Estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 26 de maio de 1968.
 - [6] BRASIL. Decreto-Lei n. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os Serviços de Energia Elétrica. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 12 de março de 1957.
-

REGULAMENTOS

- [7] BRASIL, Resolução ANEEL n. 166/2005, Estabelece as disposições relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE), Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 11 de outubro de 2005.
- [8] BRASIL, Resolução ANEEL n. 260/2004, Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica, fixa os valores da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, e estabelece a receita anual de instalações de conexão, referentes à Light Serviços de Eletricidade S/A.. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 5 de outubro de 2004.
- [9] BRASIL, Resolução ANEEL n. 591/2003, Estabelece os resultados da primeira revisão tarifária periódica da Light Serviços de Eletricidade S/A - LIGHT.. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 7 de novembro de 2003.
- [10] BRASIL, Resolução ANEEL n. 152/2003, Altera a metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica, atendendo o disposto no Decreto no 4.562, de 31 de dezembro de 2002, Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 4 de abril de 2003.
- [11] BRASIL, Resolução ANEEL n. 613/2002, Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica, fixa os valores da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, e estabelece a receita anual de instalações de conexão, referentes à Light Serviços de Eletricidade S/A. .Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 7 de novembro de 2002.
- [12] BRASIL, Resolução ANEEL n. 456/2000, Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

PORTARIAS

- [13] BRASIL. Portaria n. 459, de 10 de novembro de 1997. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 10 de novembro de 1997.
-

-
- [14] BRASIL. Portaria n. 33, de 11 de fevereiro de 1988. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 11 de fevereiro de 1988.
- [15] BRASIL. Portaria n. 222, de 22 de dezembro de 1987. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 23 de dezembro de 1987.
- [16] BRASIL. Portaria n. 958, de 6 de agosto de 1976. Diário Oficial (da República Federativa do Brasil), Brasília, 6 de agosto de 1976.

DISSERTAÇÕES E TESES

- [17] ANDRADE, Lúcio Pereira de. **Procedimento Interativo de Agrupamento de Dados**. 2004. 193p. Dissertação. (Mestrado). COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [18] PAULA, Guilherme Marques de Faria. **Curvas típicas de carga para o planejamento operacional do sistema de distribuição**. 2006. 166p Dissertação. (Mestrado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.
- [19] SOBROSA, Iara Lenuzza de Oliveira. **Modelo de previsão de curvas de carga a longo prazo considerando como cenários medidas de gerenciamento da carga**. 2004. 174p Dissertação (Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- [20] TANURE, José Eduardo Pinheiro Santos. **Análise comparativa de empresas de distribuição para o estabelecimento de metas de desempenho para indicadores de continuidade do serviço de distribuição**. 2000. 157p Dissertação (Mestrado). Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá.

PERIÓDICOS

- [21] CHICCO, G.; NAPOLI, R.; PIGLIONE, F.. **Comparisons Among Clustering Techniques for Electricity Customer Classification**. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 21, No. 2, May 2006.
- [22] CHICCO, G.; NAPOLI, R.; PIGLIONE, F., POSTOLACHE, P.; SCUTARIU, M.; TOADER, C.. **Load Pattern-Based Classification of Electricity Customers**. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.
-

-
- [23] CHICCO, G.; NAPOLI, R.; POSTOLACHE, P.; SCUTARIU, M.; TOADER, C.. **Customer Characterization Optins for Improving the Tariff Offer**. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 18, No. 1, February 2003.
- [24] CHICCO, G.; NAPOLI, R.; PIGLIONE, F.. **Application of Clustering Algorithms and Self Organising Maps to Classify Electricity Customers**. Paper accepted for presentation at 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23-26, Bologna, Italy.
- [25] CHICCO, G.; NAPOLI, R.; PIGLIONE, F., POSTOLACHE, P.; SCUTARIU, M.; TOADER, C.. **A Review of Concepts and Techniques for Emergent Customer Categorization**. Proc. Telmark Discussion Forum, London, September 2-4, 2002, paper 2-4.
- [26] CHICCO, G.; NAPOLI, R.. **Electric Energy Customer Characterisation for Developing Dedicated Market Strategies**. Paper accepted for presentation at PPT 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, September 10-13, Porto, Portugal.
- [27] DAVID, A.K.; LEE, Y.C.. **Dynamic Tariffs: theory of utility–consumer interaction**. IEEE Transactions on Power System, Vol. 4, No. 3, August 1989.
- [28] FIGUEIREDO, V.; RODRIGUES, F.; VALE, Z.. **An Electric Energy Consumer Characterization Framework Based on Data Mining Techniques**. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 20, No. 2, May 2005.
- [29] GERBEC, D.; GASPERIC, S.; SMON, I.; GUBINA, F.. **Allocation of the Load Prifiles to Customers Using Probabilistic Neural Networks**. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 20, No. 2, May 2005.
- [30] GERBEC, D.; GASPERIC, S.; SMON, I.; GUBINA, F.. **Determining the Load Profiles of Consumers Based on Fuzzy Logic and Probability Neural Networks**. IEE Proc. –Gener. Transm. Distrib., Vol 151, No. 3, May 2004.
- [31] GERBEC, D.; GASPERIC, S.; GUBINA, F.. **Determination and Allocation of Typical Load Profiles to Eligible Consumers**. Paper accepted for presentation at 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23-26, Bologna, Italy.
-

-
- [32] GERBEC, D.; GASPERIC, S.; SMON, I.; GUBINA, F.. **An Approach to Customers Daily Load Profile Determination**. IEEE, 2002.
- [33] GERBEC, D.; GASPERIC, S.; SMON, I.; GUBINA, F.. **A Methodology to Classify Distribution Load Profiles**. IEEE, 2002.
- [34] KIRSCHEN, D. S.; STRBAC, G.; CUMPERAYOT, P.; MENDES, D. de P.. **Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15,nº. 2, MAY 2000.
- [35] PESSANHA, J.F.M.; CASTELLANI, V.L.O.; ARAÚJO, A.L.A.. **Uma Nova Ferramenta Computacional para Construção de Tipologias de Curvas de Carga**. X SEPOPE, Maio de 2006.
- [36] ZACARIA, Z.. **Electricity Consumer Classification Using Artificial Inteligence**. University of Strathclyde, UK, s.d.
- [37] COYLE, D.; MCGINNITY, T.M.; PRASAD, G.. **Creating a Nonparametric Brain-Computer Interface with Neural Time-Series Prediction Preprocessing**. Proceedings of the 28th IEEE, EMBS Annual International Conference, New York City, USA, Aug 30-Sept 3, 2006.

LIVROS

- [38] BRASIL. DNAEE. **Nova tarifa de energia elétrica; metodologia e aplicação**. Brasília, 1985.
- [39] MINGOTI, Sueli Aparecida, **Análise de Dados Através de Métodos de Estatística Multivariada: Uma Abordagem Aplicada**, Belo Horizonte: Editora UFMG 2005.
- [40] Wilson, J. W. **Residential demand for electricity**. Quarterly Review of Economic and Business, v. 11, p. 7-22, 1971).

INTERNET

- [41] www.elonet.com.br/down_p.htm, acessado em 11/04/2006.
-

[42] www.esb.com.br, acessado em 11/04/2006.

[43] www.cnae.ibge.gov.br, acessado em 11/04/2006.

NORMAS

[44] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR14522 - Intercâmbio de informações para sistemas de medição de energia elétrica – Padronização**. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

SOFTWARES

[45] MATLAB. Version 7.0.0.19920 (R14). The MathWorks, Inc., 2004.

Capítulo 8

8 Apêndices

8.1 Apêndice 1 – Formas de normalização testadas

Conforme as equações (3.1), (3.2), (3.3) e (3.4), a Figura 8.1 mostra os gráficos resultantes do processo de normalização de 256 curvas de carga.

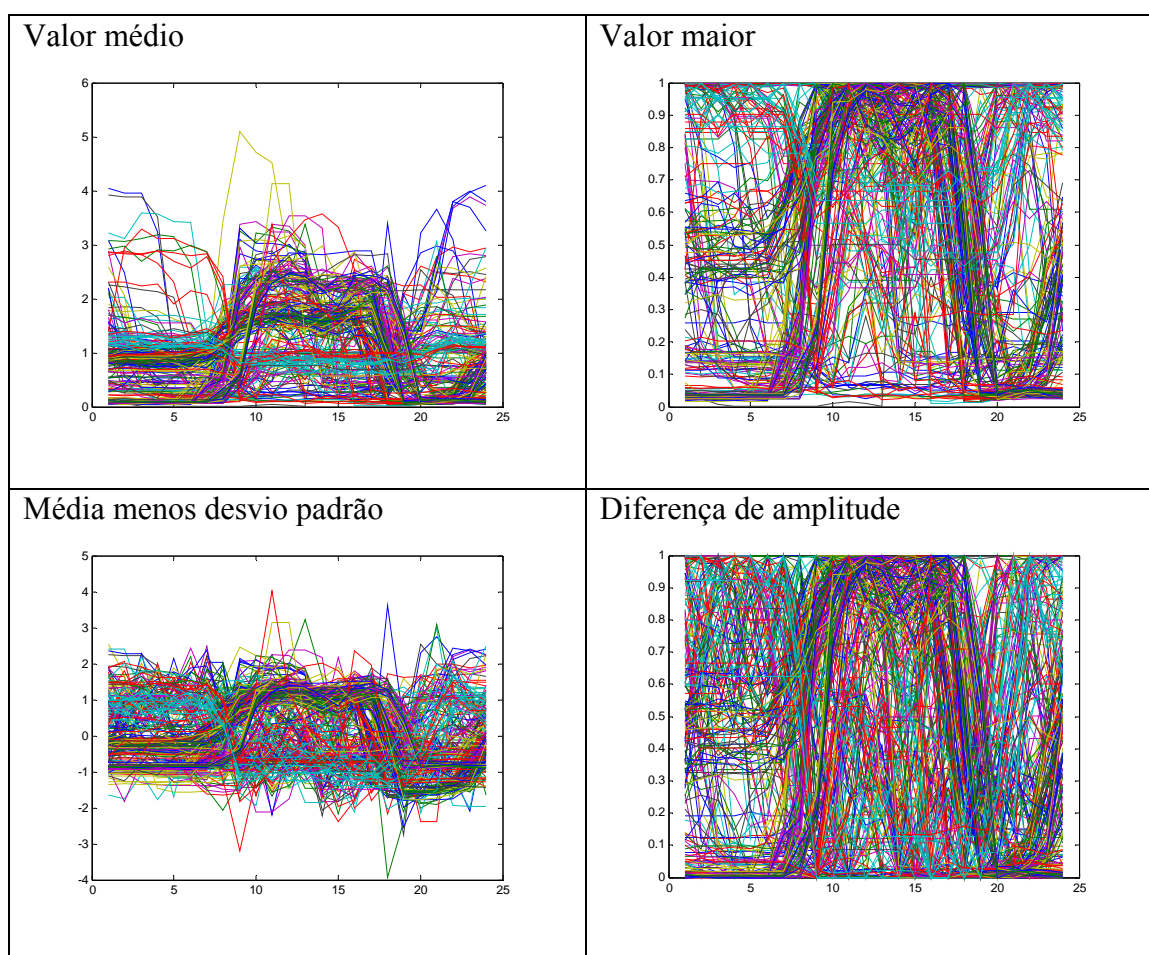


Figura 8.1 Curvas normalizadas nas formas testadas

A normalização pelo valor maior apresentou uma separação melhor das curvas.

8.2 Apêndice 2 – Histórico dos reajustes tarifários

Os gráficos abaixo apresentam os reajustes percentuais a partir de 1999, sempre com relação ao ano anterior, para as tarifas de distribuição na opção tarifária horo-sazonal azul, da Light Serviços de Eletricidade S.A..

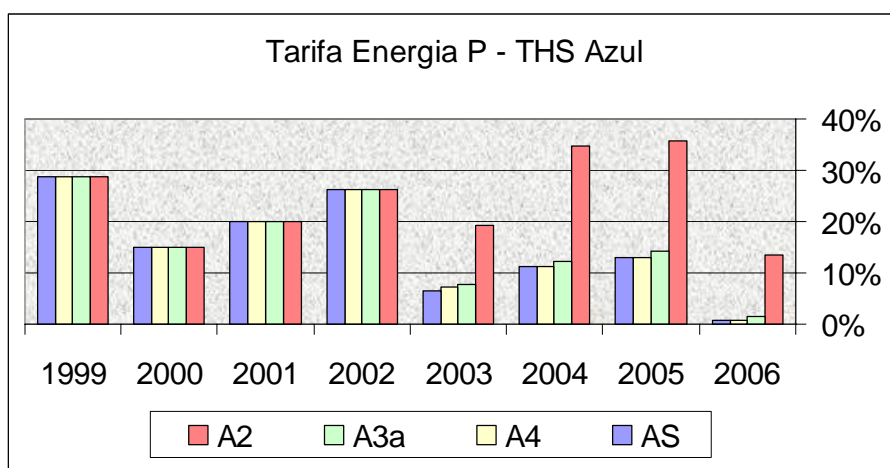


Figura 8.2 Reajustes tarifários para a energia no horário de ponta na THS Azul

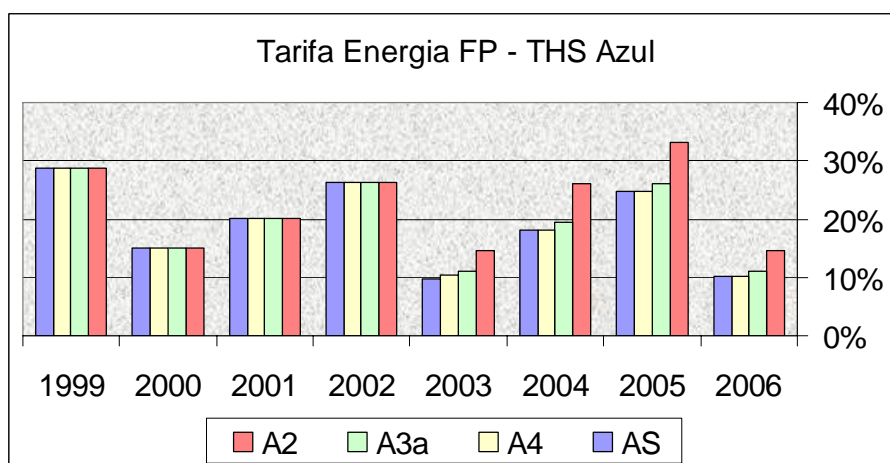


Figura 8.3 Reajustes tarifários para a energia no horário fora de ponta na THS Azul

Nota-se que entre as tarifas de energia, a partir do início do realinhamento tarifário, as tarifas passaram a ter reajustes maiores nos sub-grupos de tensão mais alta e no horário fora de ponta.

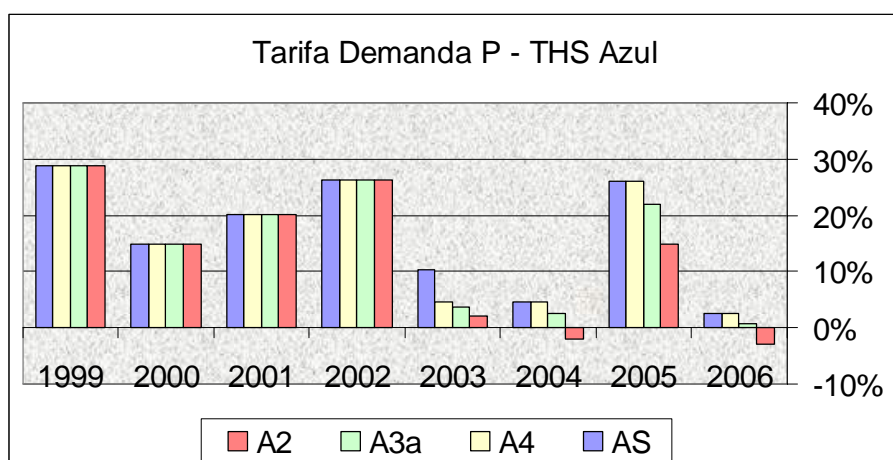


Figura 8.4 Reajustes tarifários para a demanda no horário de ponta na THS Azul

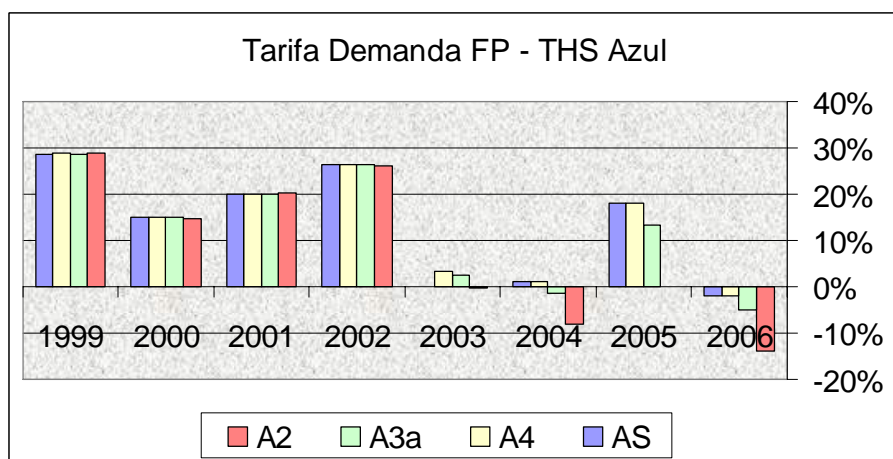


Figura 8.5 Reajustes tarifários para a demanda no horário fora de ponta na THS Azul

Com relação às tarifas de demanda, os reajustes passaram a ser menores nos sub-grupos de maior tensão e no horário fora de ponta, compensando as variações das tarifas de energia.

Capítulo 9

9 Anexos

9.1 Anexo 1 – Classificação Nacional de Atividades Econômicas

A tabela abaixo mostra a distribuição das unidades consumidoras do Grupo A segundo a Divisão da CNAE em dezembro de 2005.

Tabela 9.1 Distribuição das atividades em dezembro de 2005

Qtd	Divisão	%	Descrição da atividade segundo a divisão
220	0	3%	Não classificados pela CNAE
16	01	0%	Agricultura, pecuária e serviços relacionados
3	02	0%	Silvicultura, exploração florestal e serviços relacionados
4	05	0%	Pesca, aquicultura e serviços relacionados
0	10	0%	Extração de carvão mineral
1	11	0%	Extração de petróleo e serviços relacionados
0	13	0%	Extração de minerais metálicos
32	14	0%	Extração de minerais não-metálicos
187	15	2%	Fabricação de produtos alimentícios e bebidas
9	16	0%	Fabricação de produtos do fumo
36	17	0%	Fabricação de produtos têxteis
42	18	1%	Confecção de artigos do vestuário e acessórios
7	19	0%	Preparação de couros e fabricação de artefatos de couro, artigos de viagem e calçados
13	20	0%	Fabricação de produtos de madeira
27	21	0%	Fabricação de celulose, papel e produtos de papel
74	22	1%	Edição, impressão e reprodução de gravações
1	23	0%	Fabricação de coque, refino de petróleo, elaboração de combustíveis nucleares e produção de álcool
177	24	2%	Fabricação de produtos químicos
207	25	3%	Fabricação de artigos de borracha e plástico
91	26	1%	Fabricação de produtos de minerais não-metálicos
64	27	1%	Metalurgia básica
104	28	1%	Fabricação de produtos de metal - exceto máquinas e equipamentos
72	29	1%	Fabricação de máquinas e equipamentos
0	30	0%	Fabricação de máquinas para escritório e equipamentos de informática
16	31	0%	Fabricação de máquinas, aparelhos e materiais elétricos
8	32	0%	Fabricação de material eletrônico e de aparelhos e

			equipamentos de comunicações
14	33	0%	Fabricação de equipamentos de instrumentação médico-hospitalares, instrumentos de precisão e ópticos, equipamentos para automação industrial, cronômetros e relógios
15	34	0%	Fabricação e montagem de veículos automotores, reboques e carrocerias
13	35	0%	Fabricação de outros equipamentos de transporte
60	36	1%	Fabricação de móveis e indústrias diversas
0	37	0%	Reciclagem
10	40	0%	Eletricidade, gás e água quente
73	41	1%	Captação, tratamento e distribuição de água
152	45	2%	Construção
8	50	0%	Comércio e reparação de veículos automotores e motocicletas; e comércio a varejo de combustíveis
232	51	3%	Comércio por atacado e representantes comerciais e agentes do comércio
1156	52	15%	Comércio varejista e reparação de objetos pessoais e domésticos
492	55	6%	Alojamento e alimentação
176	60	2%	Transporte terrestre
3	61	0%	Transporte aquaviário
5	62	0%	Transporte aéreo
80	63	1%	Atividades anexas e auxiliares do transporte e agências de viagem
169	64	2%	Correio e telecomunicações
247	65	3%	Intermediação financeira
21	66	0%	Seguros e previdência complementar
10	67	0%	Atividades auxiliares da intermediação financeira, seguros e previdência complementar
481	70	6%	Atividades imobiliárias
8	71	0%	Aluguel de veículos, máquinas e equipamentos sem condutores ou operadores e de objetos pessoais e domésticos
22	72	0%	Atividades de informática e serviços relacionados
0	73	0%	Pesquisa e desenvolvimento
607	74	8%	Serviços prestados principalmente as empresas
872	75	12%	Administração pública, defesa e seguridade social
241	80	3%	Educação
416	85	5%	Saúde e serviços sociais
57	90	1%	Limpeza urbana e esgoto e atividades relacionadas
283	91	4%	Atividades associativas
203	92	3%	Atividades recreativas, culturais e desportivas
36	93	0%	Serviços pessoais
0	95	0%	Serviços domésticos
0	99	0%	Organismos internacionais e outras instituições extraterritoriais

A maior parte dos consumidores está concentrada nas atividades de Comércio varejista (15%), Administração Pública (12%) e Serviços prestados principalmente as empresas (8%) entre outras.

A distribuição pela classe de consumo também mostra a liderança do setor comercial, seguida pelo setor industrial.

Tabela 9.2 Distribuição dos consumidores pela classe de consumo

Código	Classe	Número de consumidores	%
01	Residencial	368	5%
02	Industrial	1323	18%
03	Comercial	4303	59%
04	Rural	25	0%
05	Poder Público	1096	15%
06	Iluminação Pública	0	0%
07	Serviço Público	146	2%
08	Consumo Próprio	7	0%
09	Revenda	2	0%
TOTAL		7270	100%

Tabela 9.3 Distribuição por sub-grupo tarifário

Sub-grupo	Tensão de fornecimento	Quantidade	%
AS	T < 2,3 kV	936	13%
A4	2,3 kV < T < 25 kV	6204	85%
A3a	30 kV < T < 44 kV	95	1%
A3	T = 69 kV	0	0%
A2	88 kV < T < 138 kV	35	0%
TOTAL	-	7270	100%

Tabela 9.4 Distribuição segunda a estrutura tarifaria

Código	Tarifa	Número de consumidores	%
1	Convencional	4687	64%
2	Azul	520	7%
4	Verde	2063	28%
TOTAL		7270	100%

As diferentes maneiras de classificar os consumidores reforçam que a maioria dos consumidores são da classe comercial, conectados à rede em tensão do sub-grupo A4 com tarifa convencional.

O uso destes critérios de classificação simultaneamente, permite definir melhor o consumidor segundo informações comerciais. O conhecimento do comportamento da curva de carga necessita a aplicação das técnicas de agrupamento apresentadas neste trabalho.

Uma amostra da obtenção da tipologia dos consumidores está apresentada no Anexo 2, para os consumidores da tarifa horo-sazonal azul com demanda contratada acima de 500 kW.

9.2 Anexo 2 – Curvas representativas anuais da amostra

A aplicação das técnicas de agrupamento de curvas de carga permitiu obter as curvas representativas anuais para a amostra de 300 consumidores com tarifa horo-sazonal azul e demanda contratada acima de 500 kW.

Na maioria das vezes um único cluster foi predominante a cada ano. Quando houve mais de um cluster com perfil diferente, foi escolhido aquele que era mais consistente nos três anos de estudo.

A partir destas curvas anuais, foram então calculadas as elasticidades absoluta e relativa, considerando a demanda média registrada nos horários de ponta e fora de ponta. Estes dados estão apresentadas na tabela consolidada no final desse anexo.

A seqüência de apresentação das curvas representativas é a mesma seqüência das elasticidades na tabela, o que permite fazer uma comparação visual dos resultados e ajuda no entendimento da mudança ocorrida a cada ano estudado.

9.2.1 Unidades consumidoras com tarifa horo-sazonal azul

Os consumidores que têm a opção tarifária horo-sazonal azul, são os que permitirão calcular a variação de demanda relativa (razão da demanda da ponta sobre a demanda fora da ponta). No entanto, deve haver variação no comportamento do consumidor e na tarifa para haver elasticidade.

Especificamente no sub-grupo A2 não houve variação da tarifa de demanda fora ponta de 2004 para 2005, não havendo então elasticidade nenhuma. Já nos outros sub-grupos há variação de quantidade e tarifa para todos os consumidores estudados.

Dependendo do tipo de atividade desenvolvida pelo consumidor e a quantidade de consumidores na atividade, o cluster foi gerado individualmente ou em grupos de consumidores, de modo que fossem obtidas curvas representativas mais nítidas.

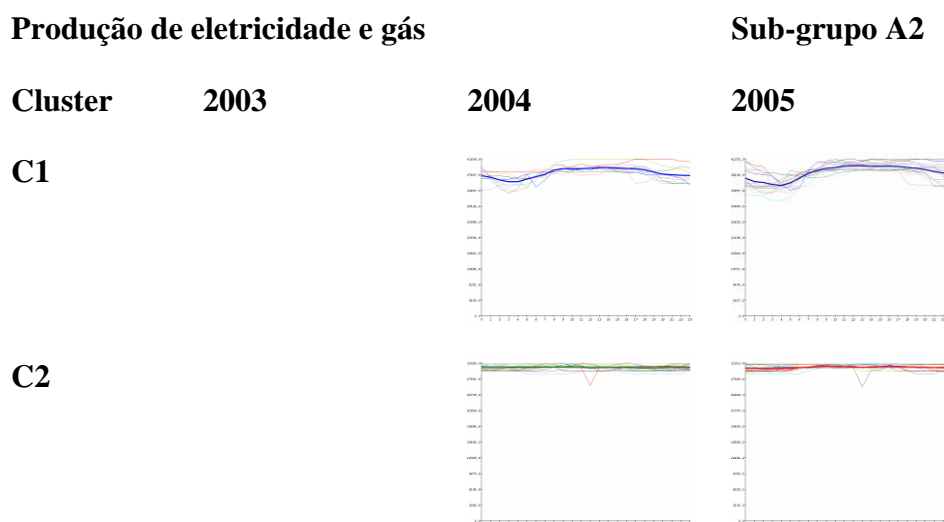


Figura 9.1 Produção de eletricidade e gás do sub-grupo A2

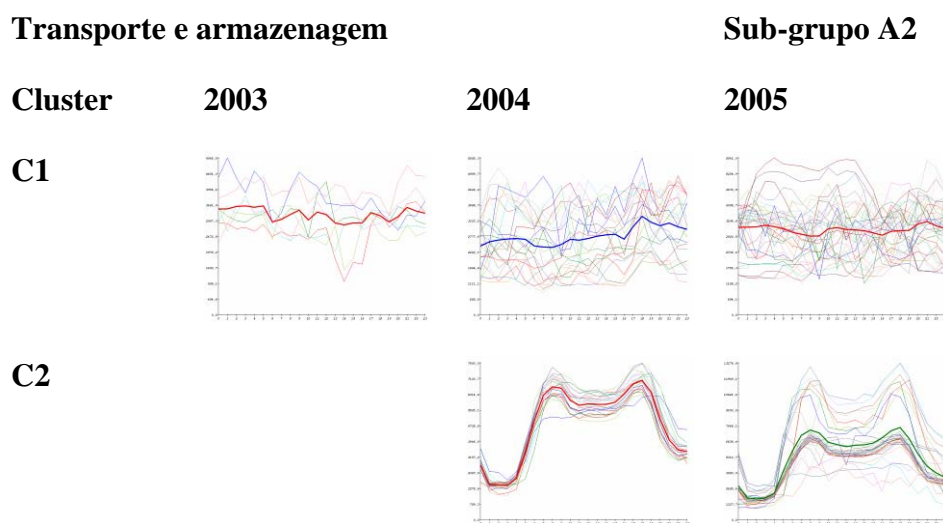
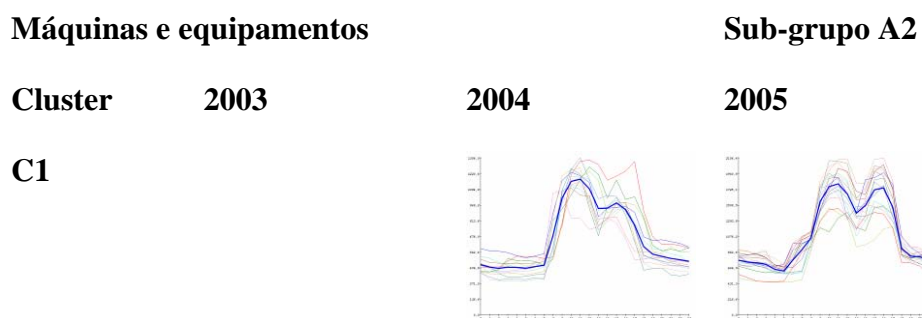


Figura 9.2 Transporte e armazenagem do sub-grupo A2



C2

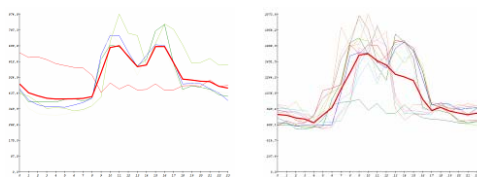


Figura 9.3 Fabricação de Máquinas e Equipamentos do sub-grupo A2

Materiais elétricos

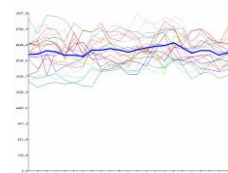
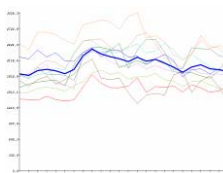
Sub-grupo A2

Cluster 2003

2004

2005

C1



C2

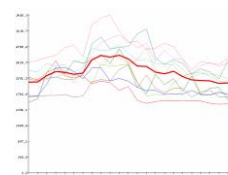
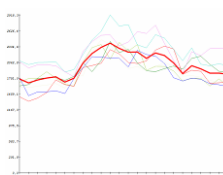


Figura 9.4 Fabricação de Materiais Elétricos do sub-grupo A2

Móveis

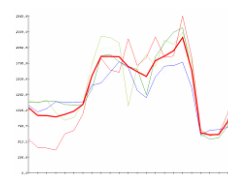
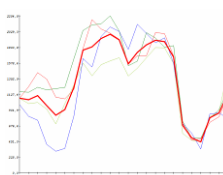
Sub-grupo A2

Cluster 2003

2004

2005

C1



C2

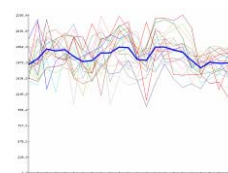
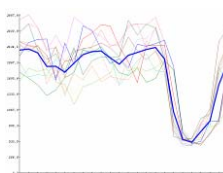


Figura 9.5 Fabricação de Móveis do sub-grupo A2

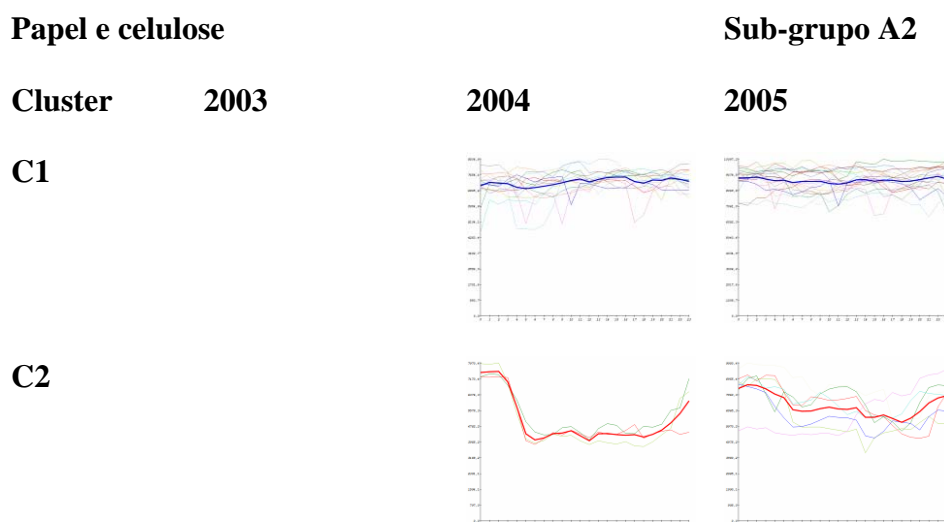


Figura 9.6 Fabricação de Papel e Celulose do sub-grupo A2

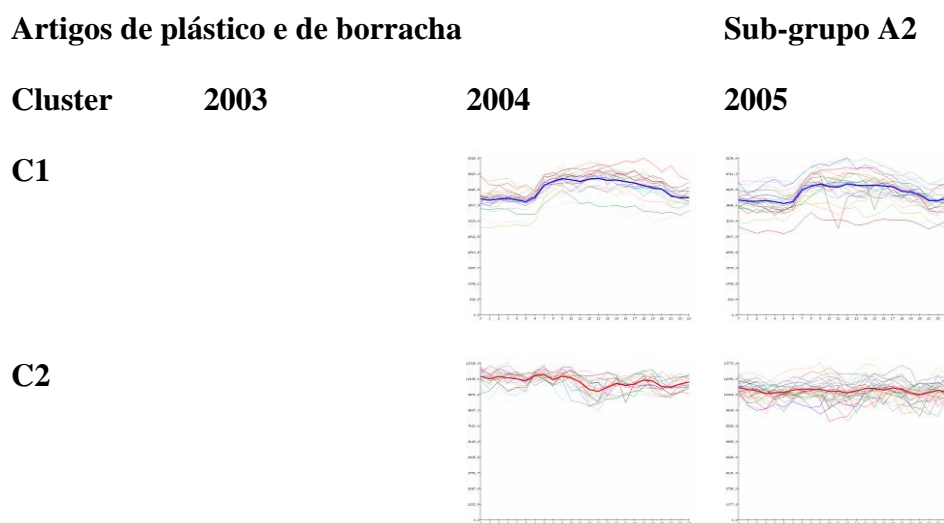
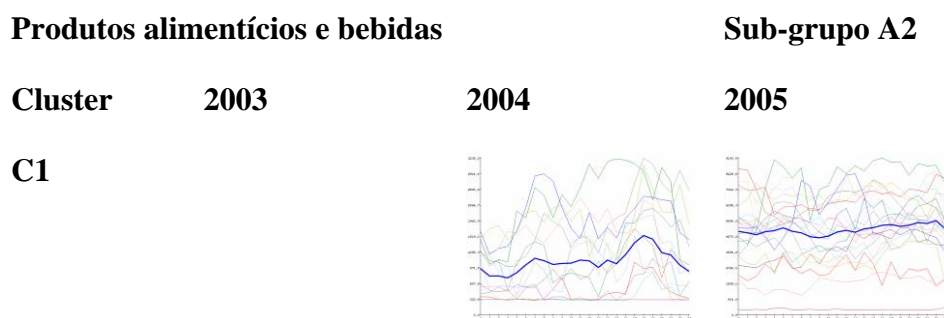


Figura 9.7 Produtos de plástico e de borracha sub-grupo A2



C2

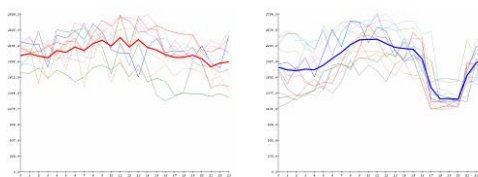


Figura 9.8 Produtos alimentícios e bebidas do sub-grupo A2

Produtos de minerais não metálicos

Sub-grupo A2

Cluster

2003

2004

2005

C1

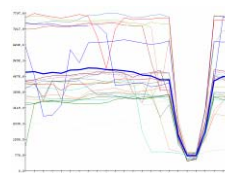
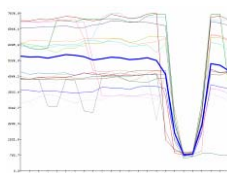
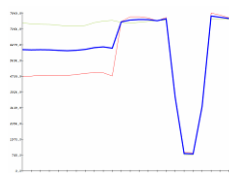


Figura 9.9 Produtos de minerais não metálicos do sub-grupo A2

Fabricação de produtos químicos

Sub-grupo A2

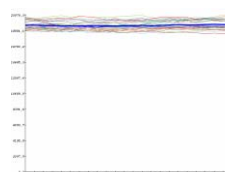
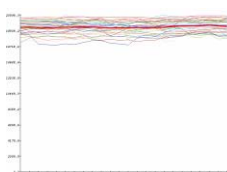
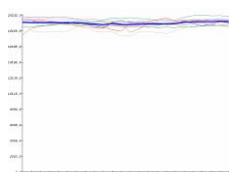
Cluster

2003

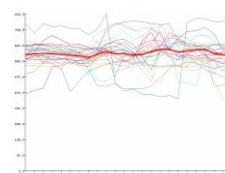
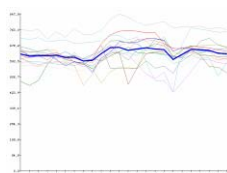
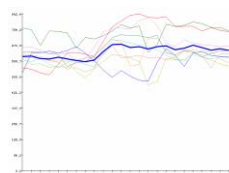
2004

2005

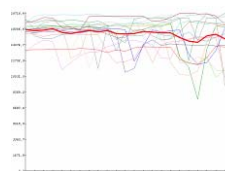
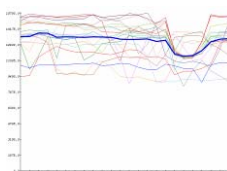
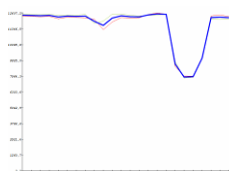
C1



C2



C3



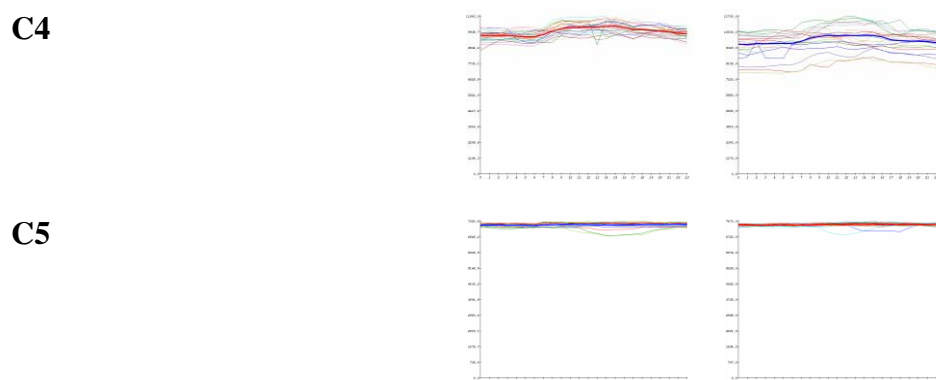


Figura 9.10 Fabricação de produtos químicos do sub-grupo A2

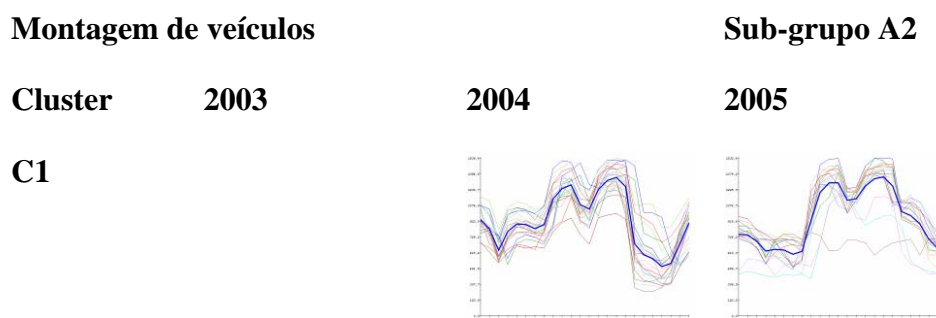
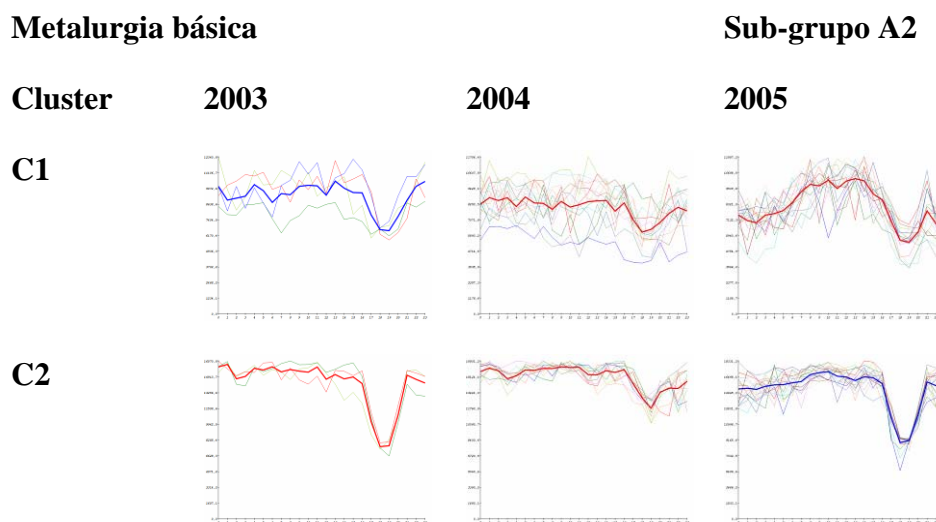


Figura 9.11 Montagem de veículos do sub-grupo A2



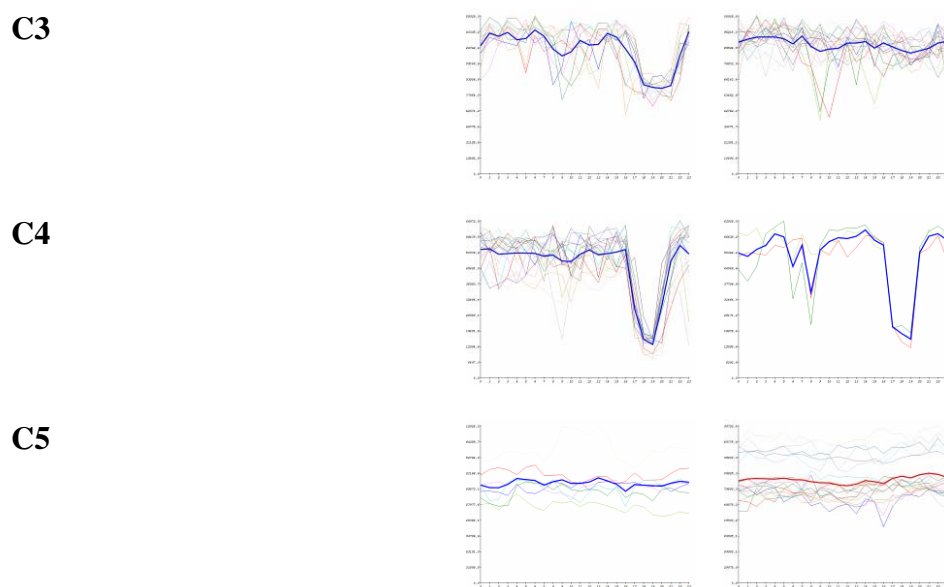


Figura 9.12 Metalurgia básica do sub-grupo A2

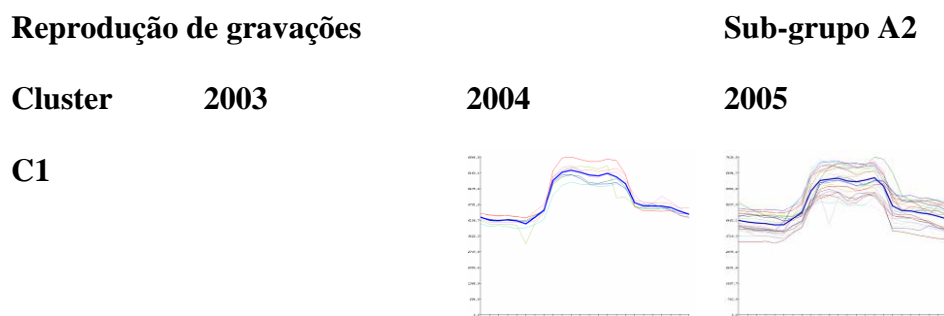
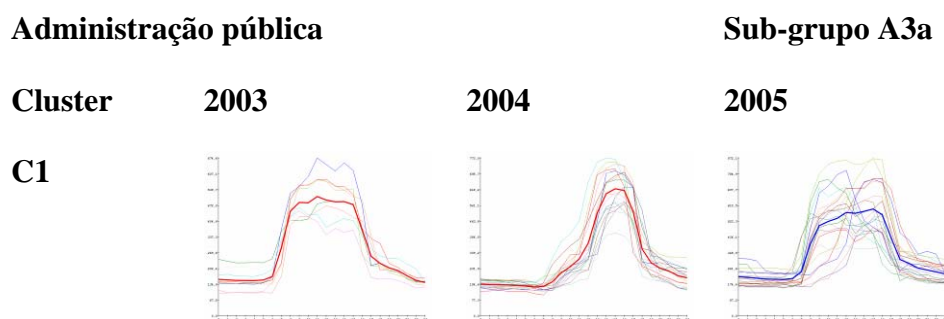


Figura 9.13 Reprodução de gravações do sub-grupo A2



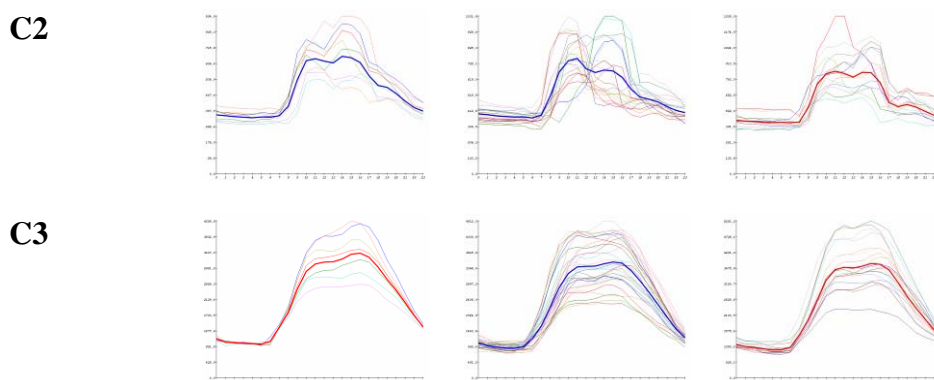


Figura 9.14 Administração pública do sub-grupo A3a

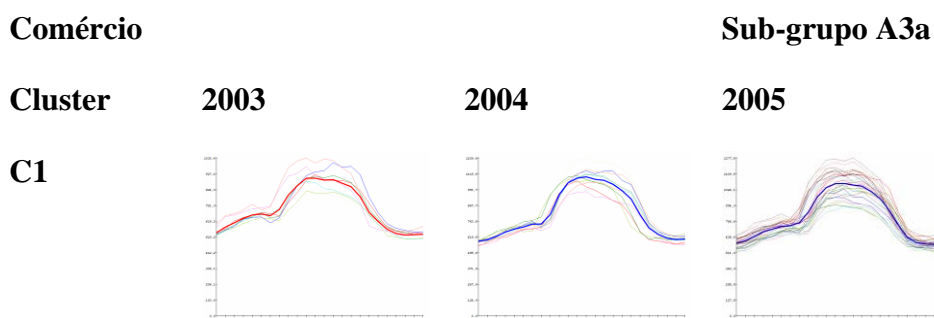


Figura 9.15 Comércio do sub-grupo A3a

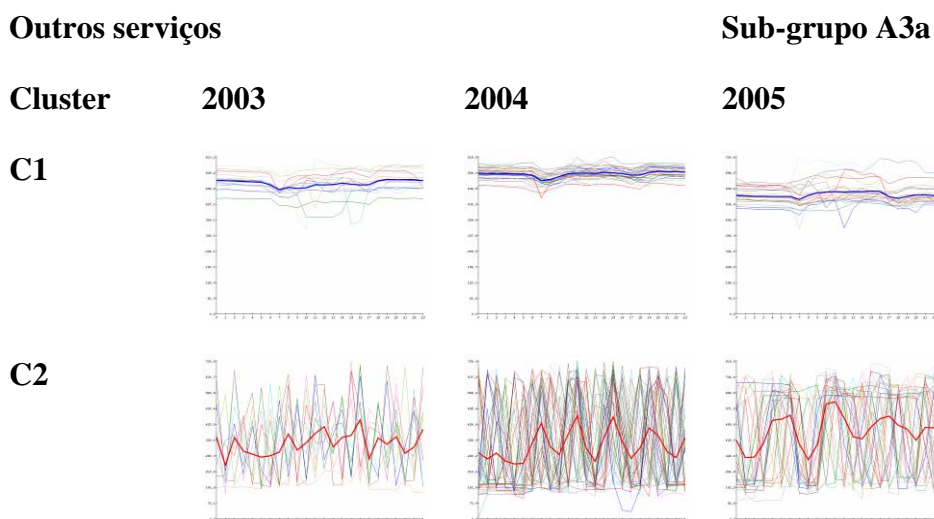


Figura 9.16 Outros serviços do sub-grupo A3a

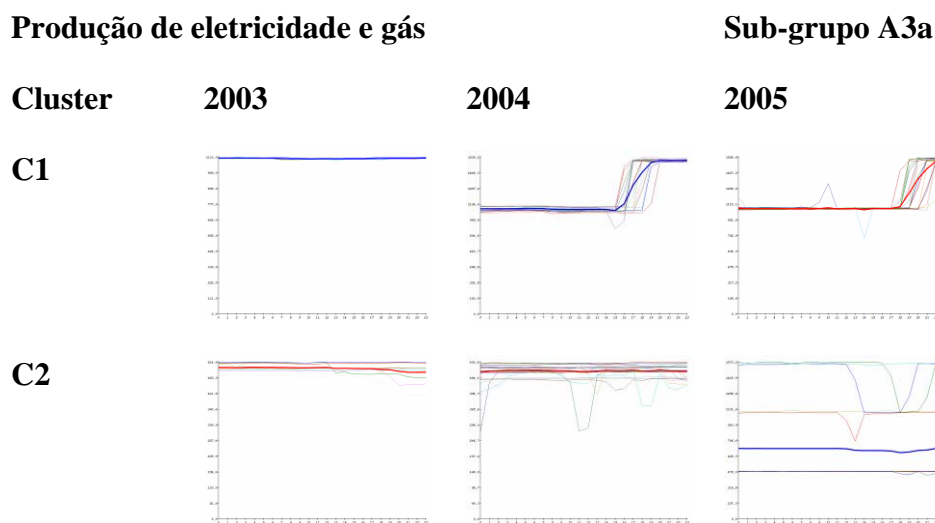


Figura 9.17 Produção de eletricidade e gás do sub-grupo A3a

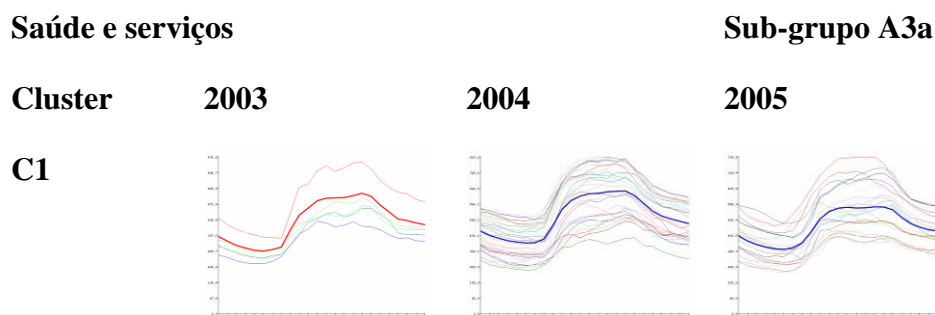


Figura 9.18 Saúde e serviços do sub-grupo A3a

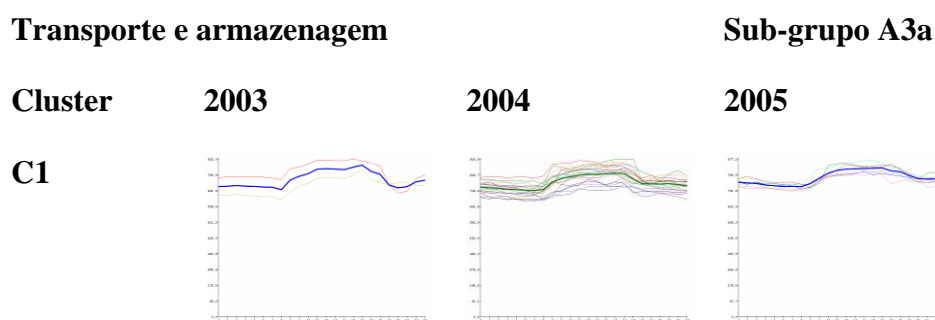


Figura 9.19 Transporte e armazenagem do sub-grupo A3a

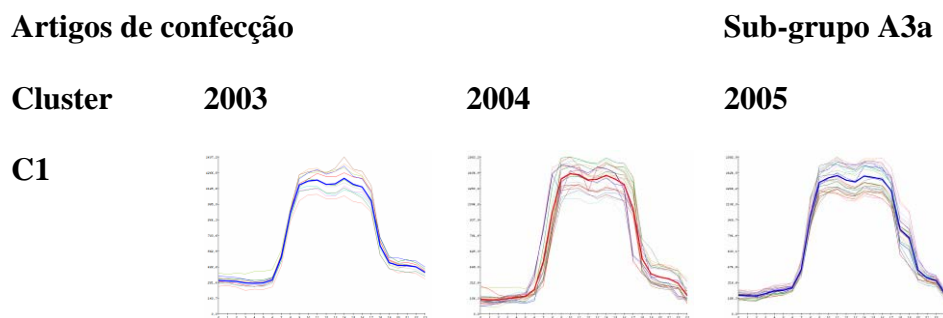


Figura 9.20 Artigos de confecção do sub-grupo A3a

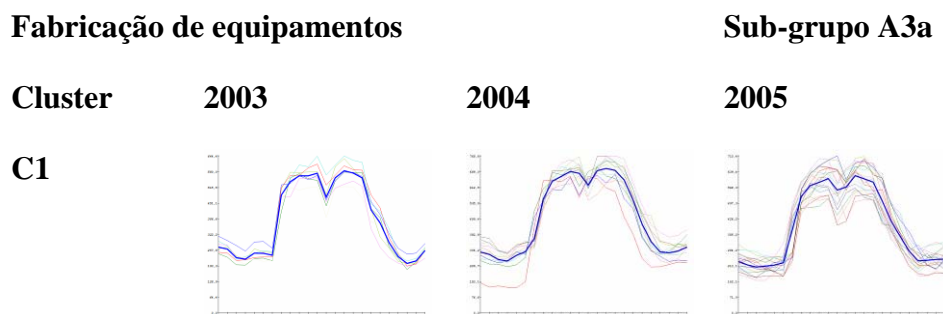


Figura 9.21 Fabricação de equipamentos do sub-grupo A3a

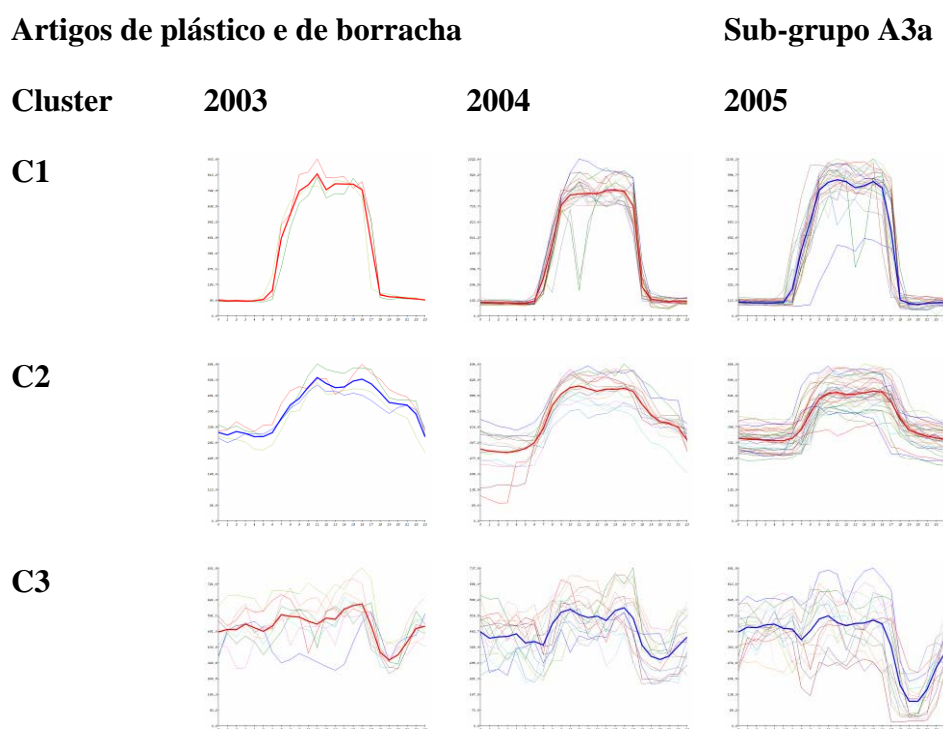


Figura 9.22 Produtos de plástico e de borracha do sub-grupo A3a

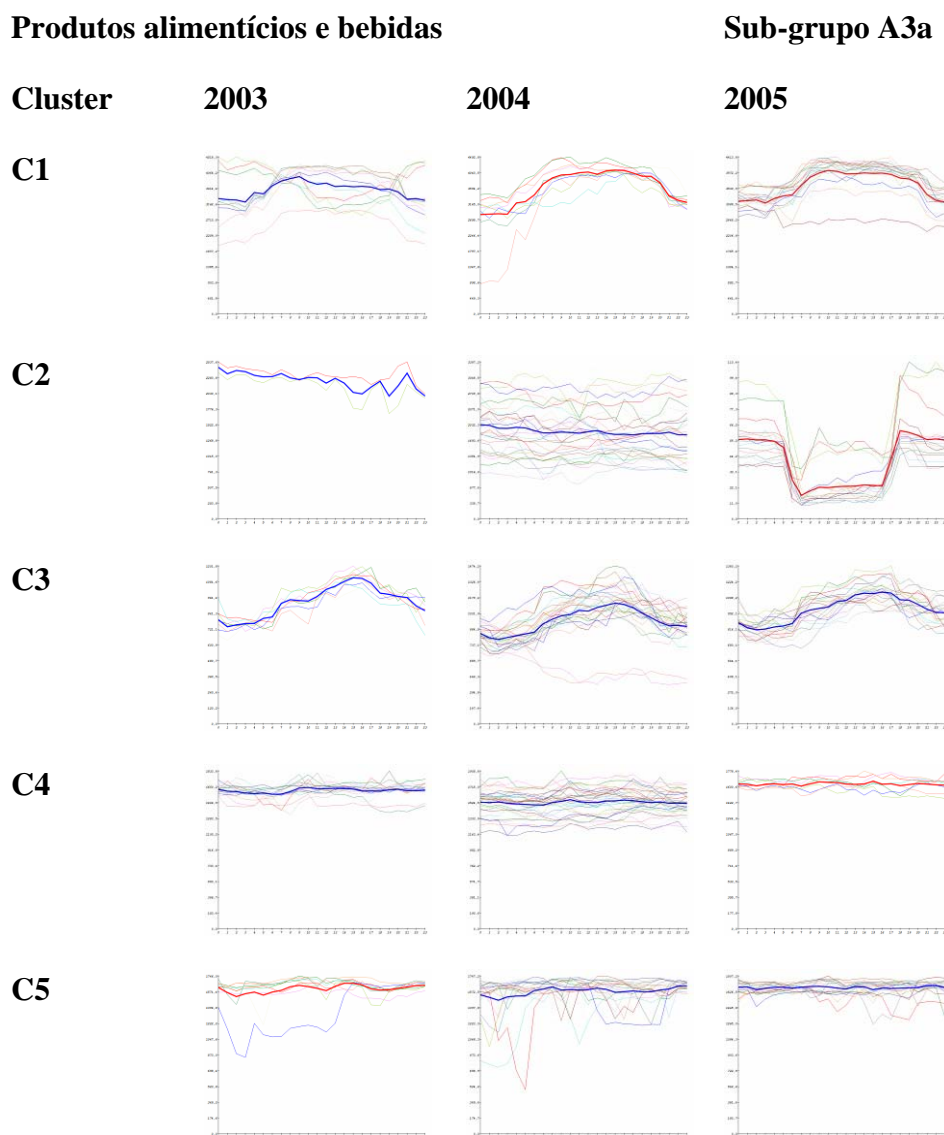


Figura 9.23 Produtos alimentícios e bebidas do sub-grupo A3a

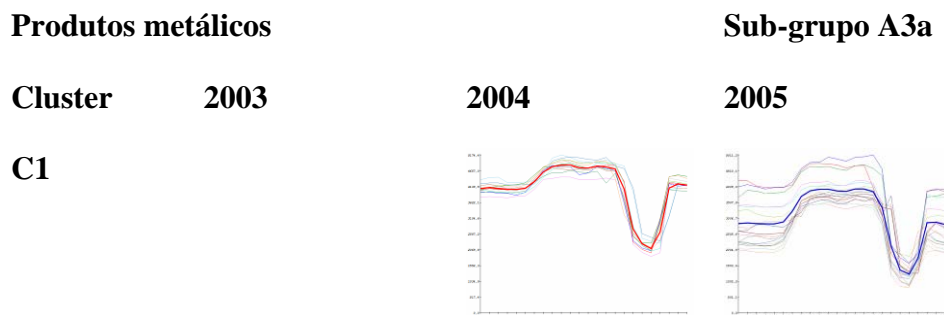


Figura 9.24 Produtos metálicos do sub-grupo A3a

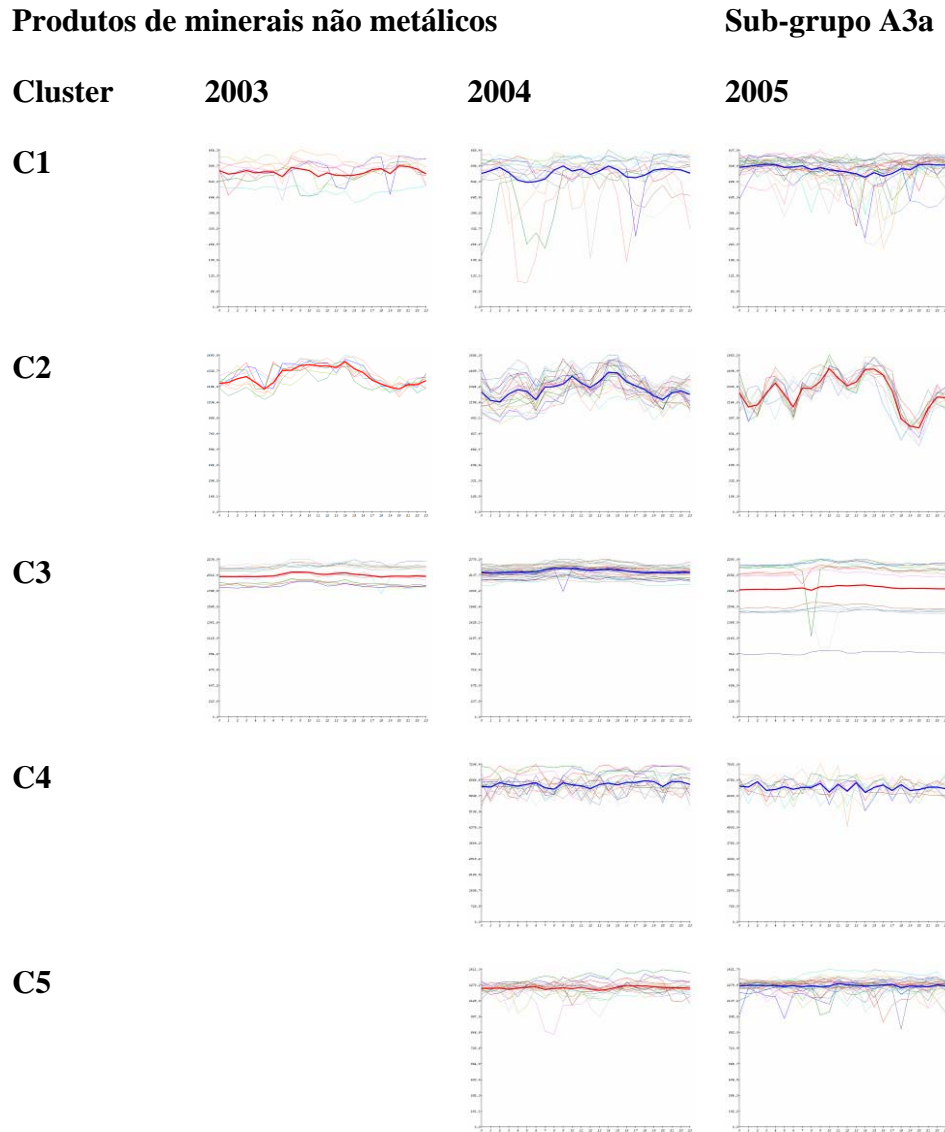
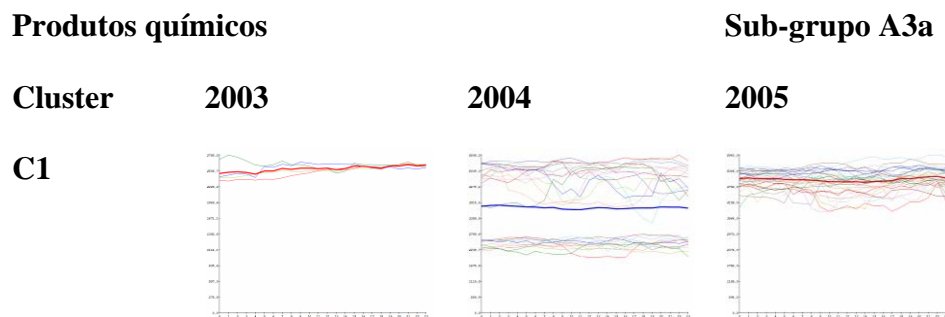


Figura 9.25 Produtos de minerais não metálicos do sub-grupo A3a



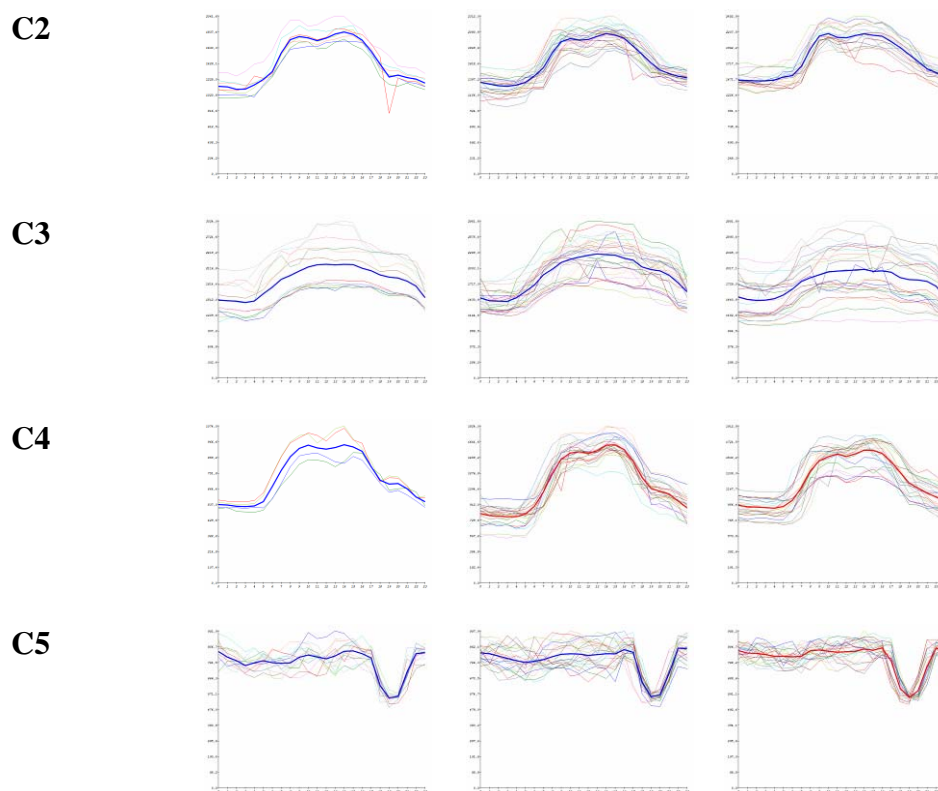


Figura 9.26 Produtos químicos do sub-grupo A3a

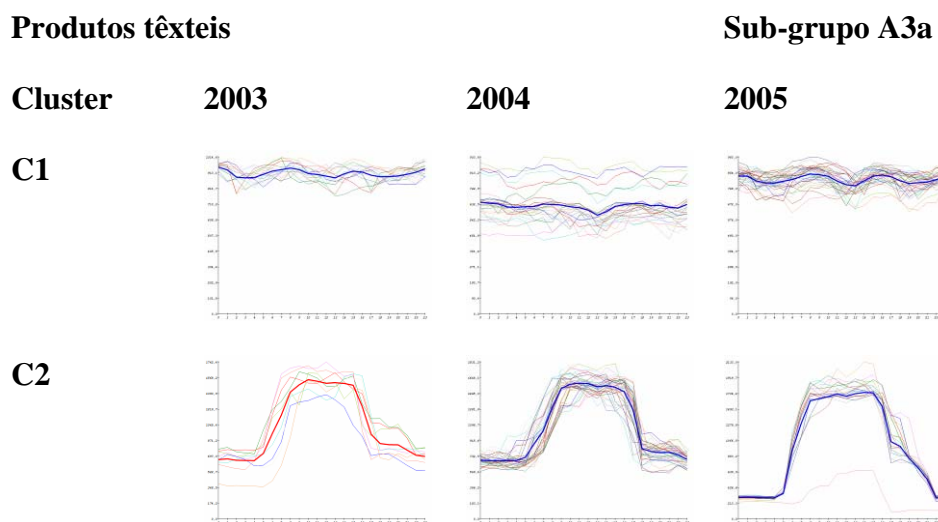


Figura 9.27 Produtos têxteis do sub-grupo A3a

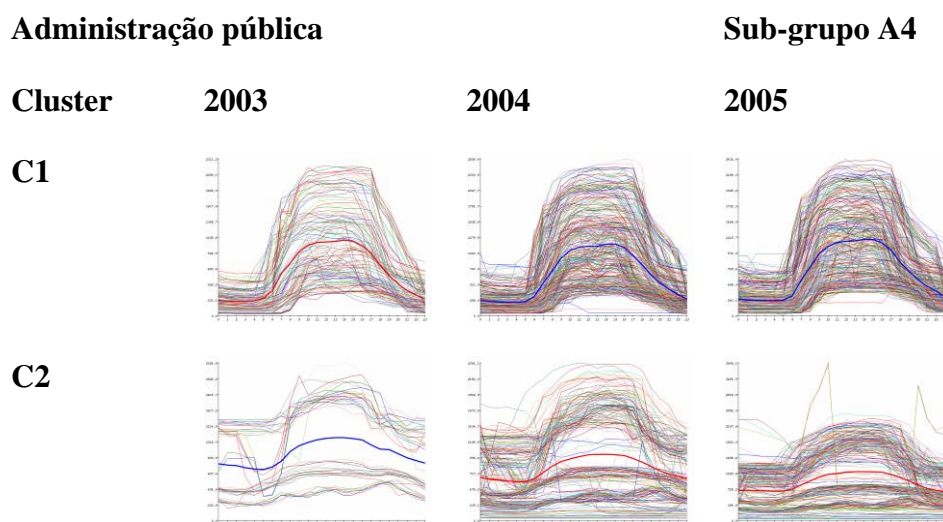


Figura 9.28 Administração pública do sub-grupo A4

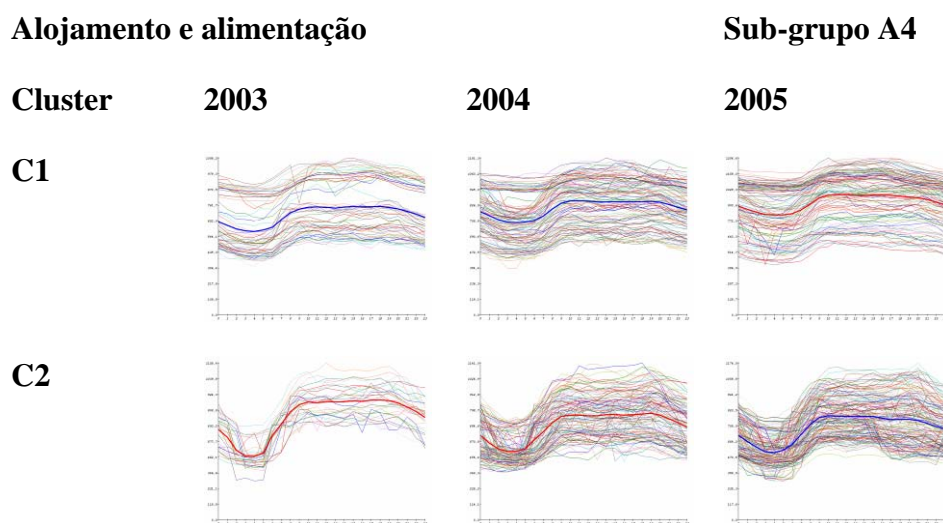
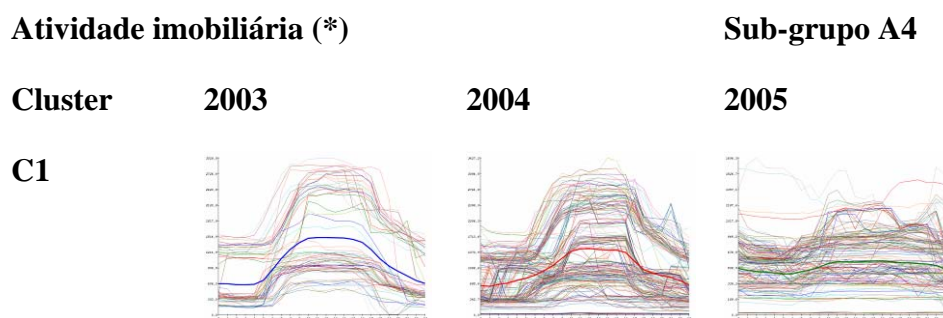


Figura 9.29 Alojamento e alimentação do sub-grupo A4



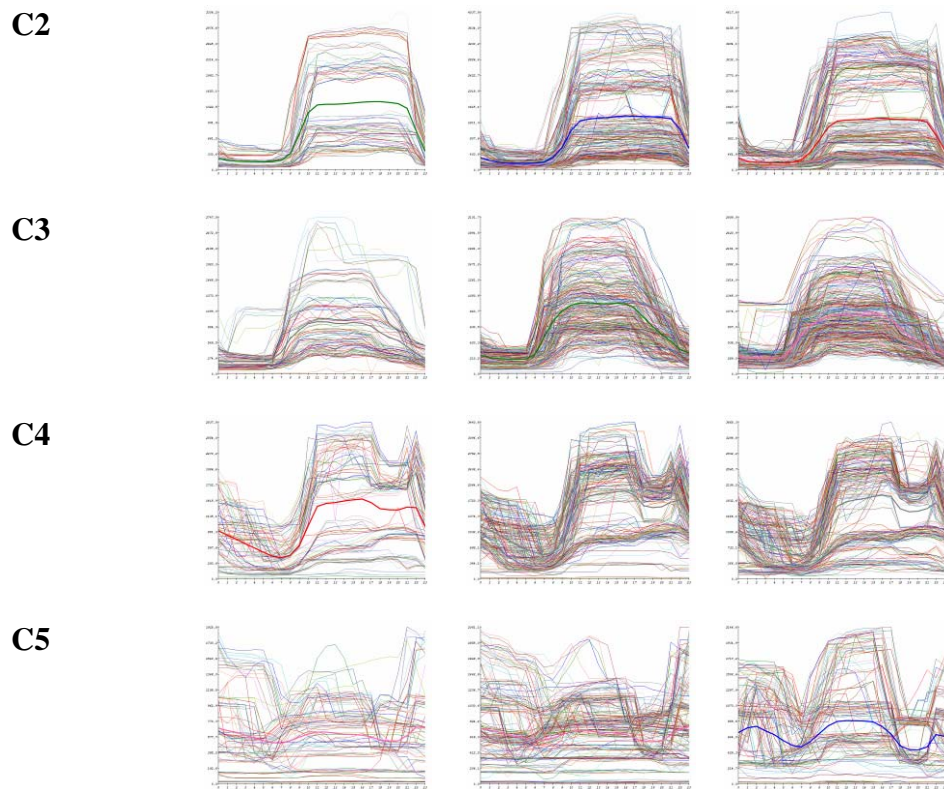
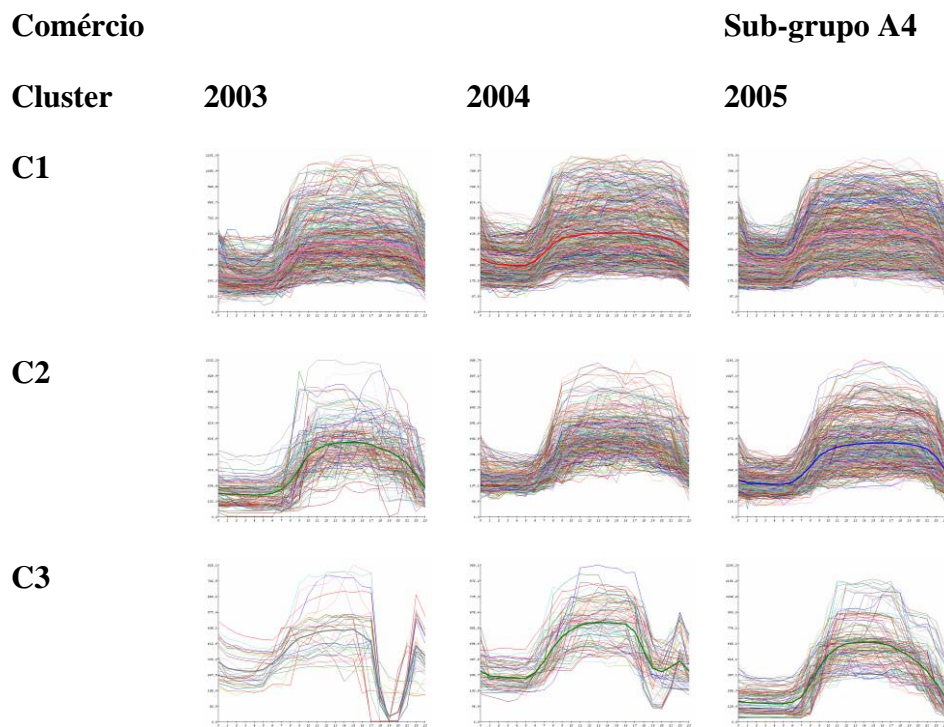


Figura 9.30 Atividade imobiliária do sub-grupo A4



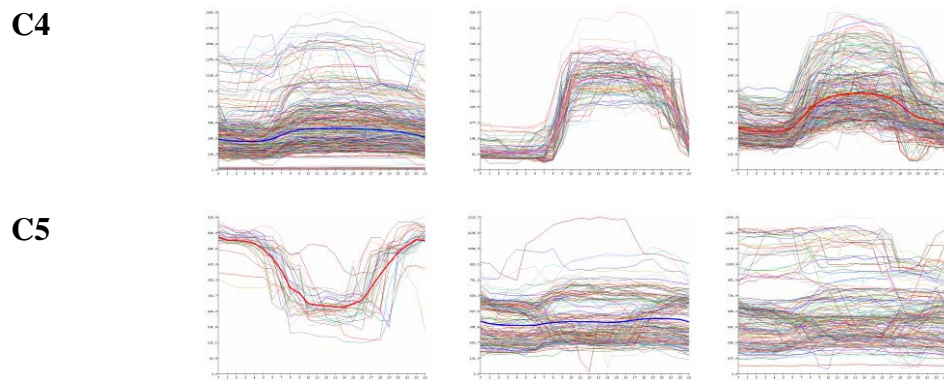


Figura 9.31 Comércio do sub-grupo A4

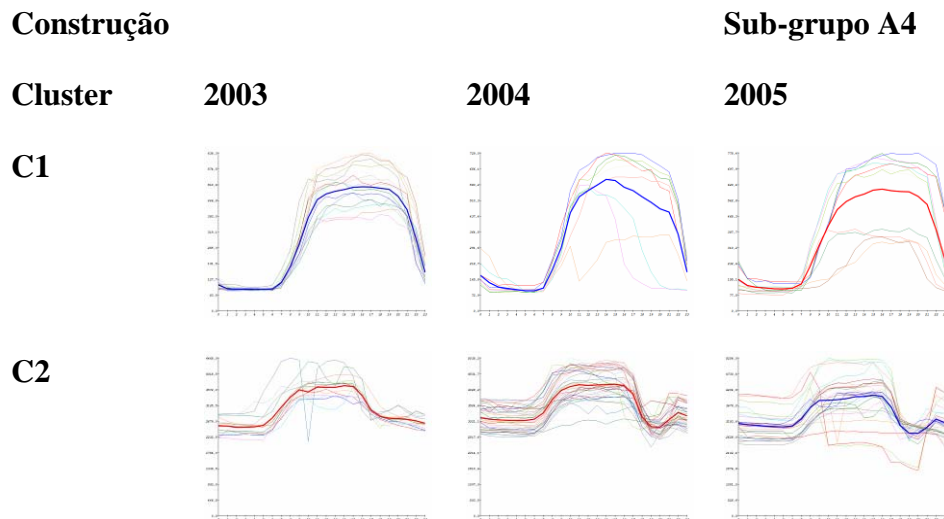
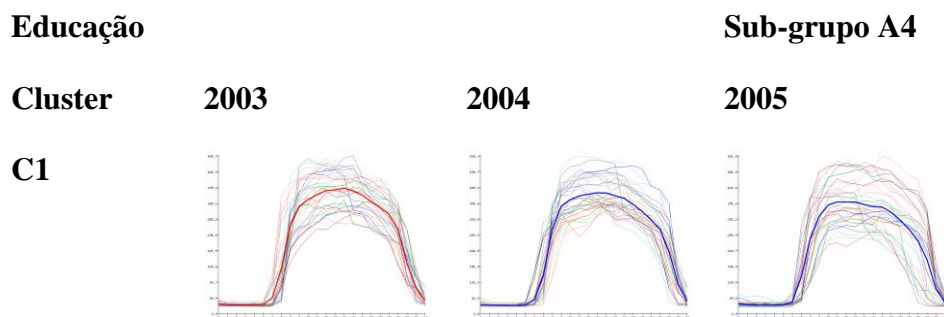


Figura 9.32 Construção do sub-grupo A4



C2

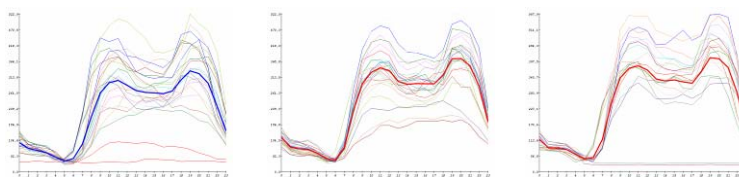


Figura 9.33 Educação do sub-grupo A4

Intermediação financeira (*)

Sub-grupo A4

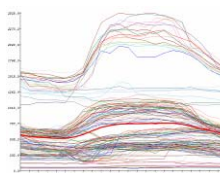
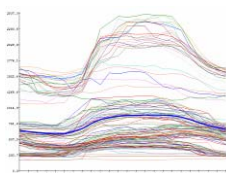
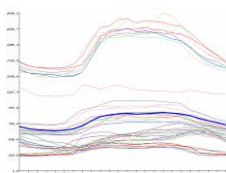
Cluster

2003

2004

2005

C1



C2

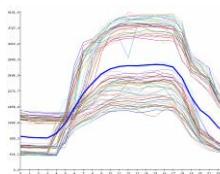
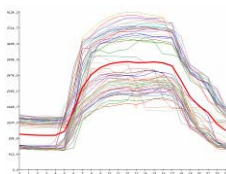
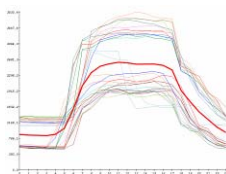


Figura 9.34 Intermediação financeira do sub-grupo A4

Outros serviços

Sub-grupo A4

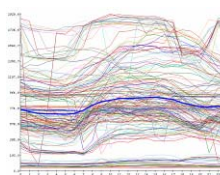
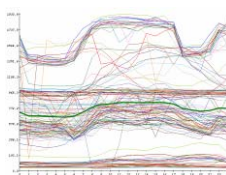
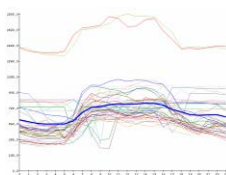
Cluster

2003

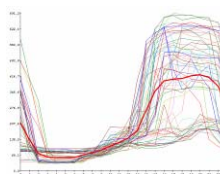
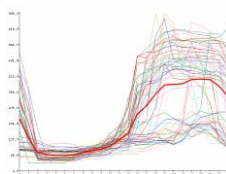
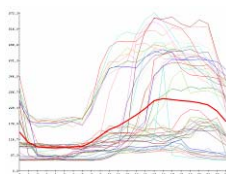
2004

2005

C1



C2



C3

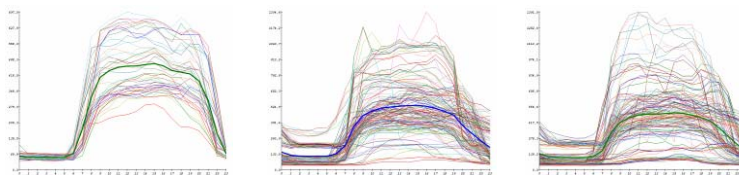


Figura 9.35 Outros serviços do sub-grupo A4

Produção de eletricidade e gás

Sub-grupo A4

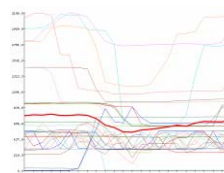
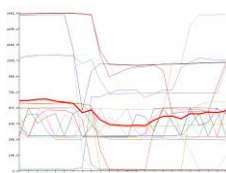
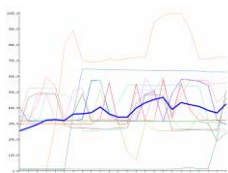
Cluster

2003

2004

2005

C1



C2

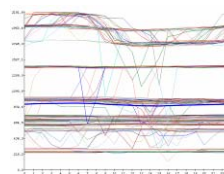
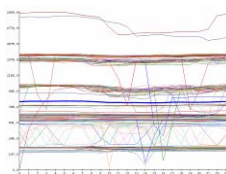
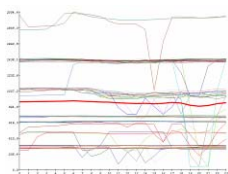


Figura 9.36 Produção de eletricidade e gás do sub-grupo A4

Saúde e serviços

Sub-grupo A4

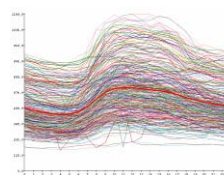
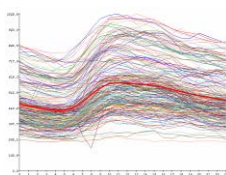
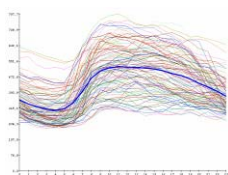
Cluster

2003

2004

2005

C1



C2

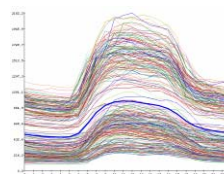
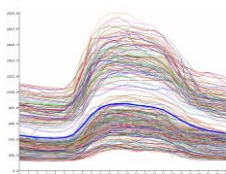
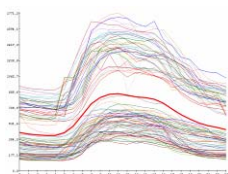


Figura 9.37 Saúde e serviços do sub-grupo A4

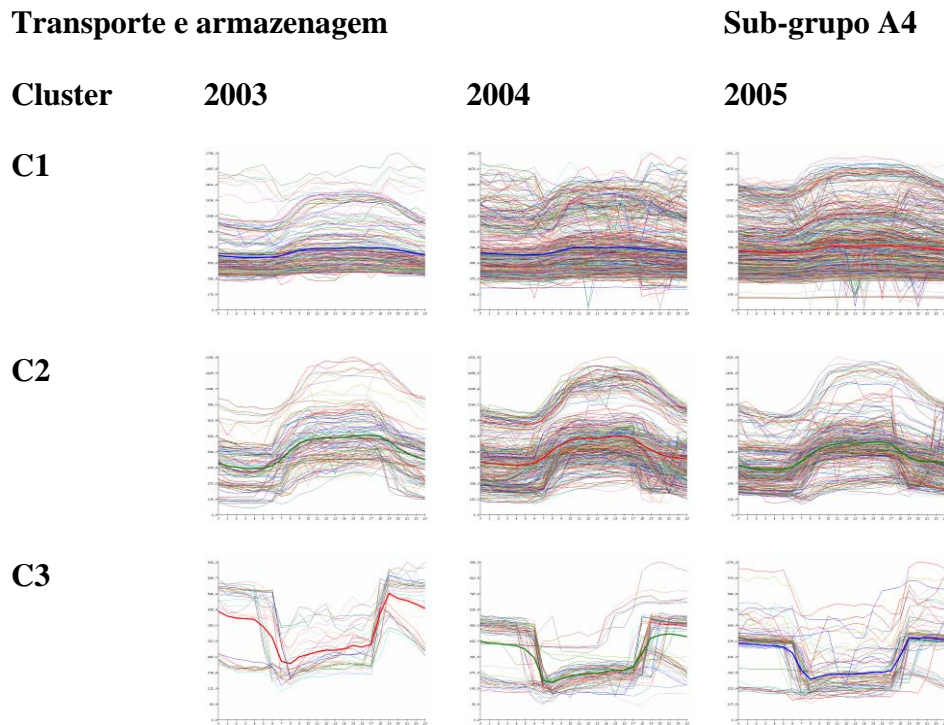
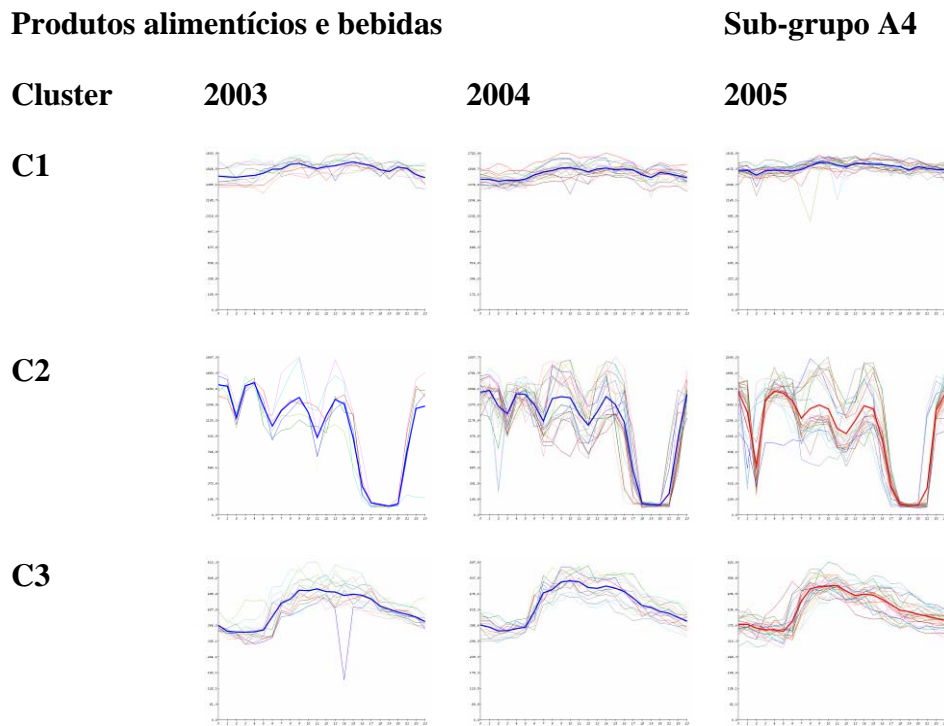


Figura 9.38 Transporte e armazenagem do sub-grupo A4



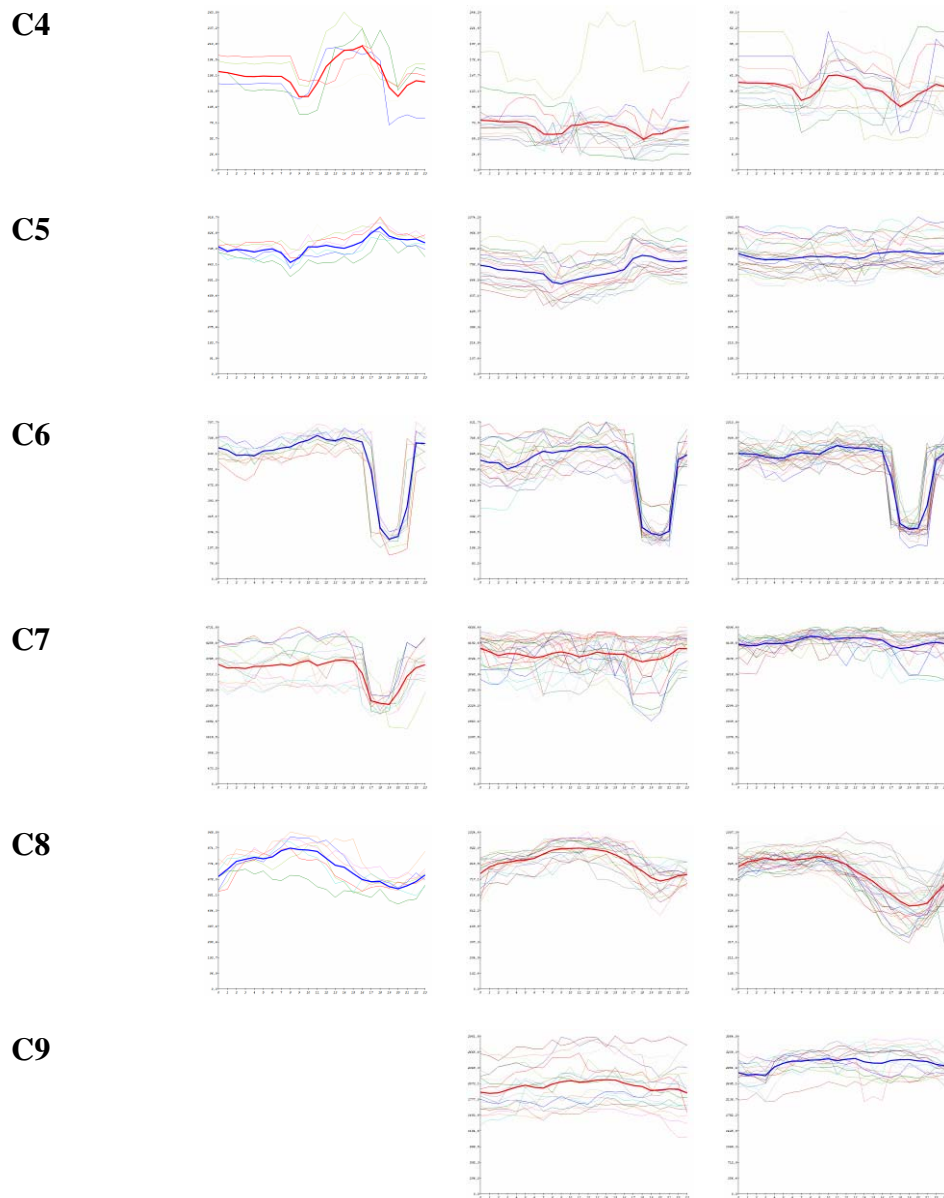


Figura 9.39 Produtos alimentícios e bebidas do sub-grupo A4

Papel e celulose

Sub-grupo A4

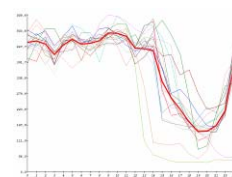
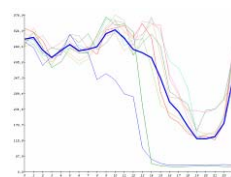
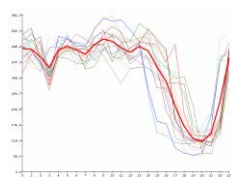
Cluster

2003

2004

2005

C1



C2

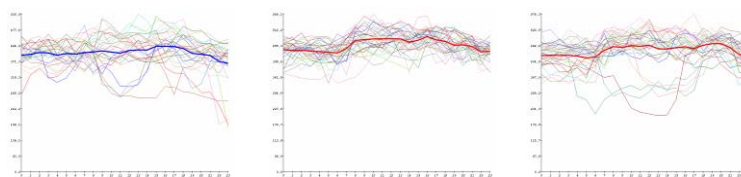


Figura 9.40 Papel e celulose do sub-grupo A4

Artigos de plástico e de borracha

Sub-grupo A4

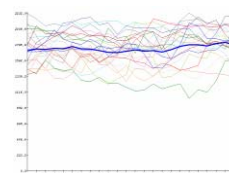
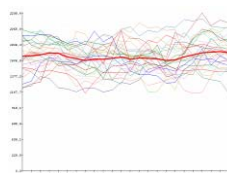
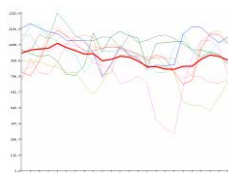
Cluster

2003

2004

2005

C1



C2

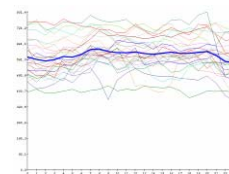
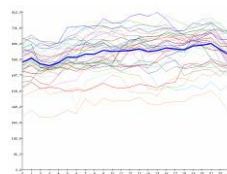
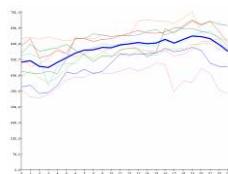


Figura 9.41 Artigos de plástico e de borracha do sub-grupo A4

Produtos metálicos

Sub-grupo A4

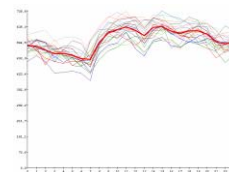
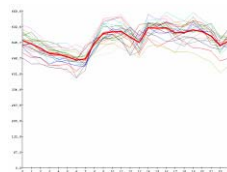
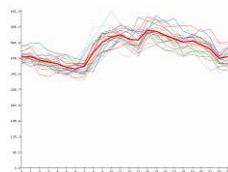
Cluster

2003

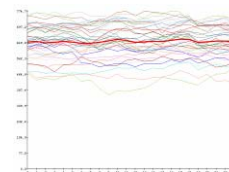
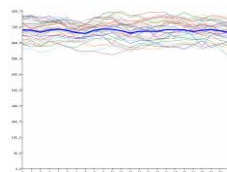
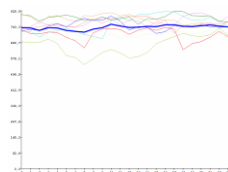
2004

2005

C1



C2



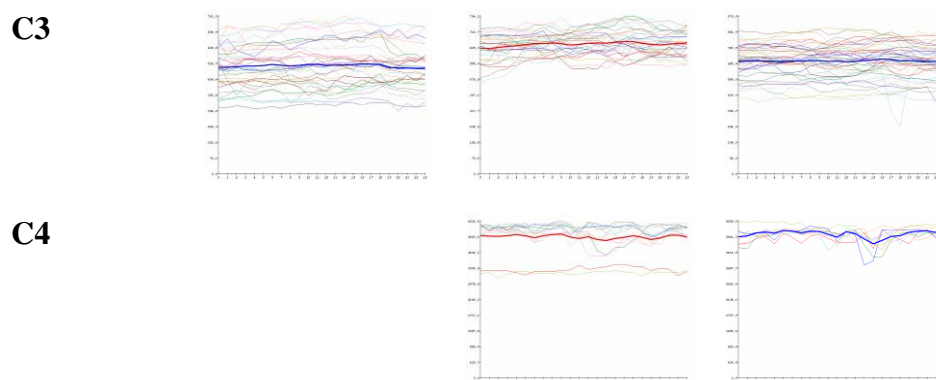


Figura 9.42 Produtos metálicos do sub-grupo A4

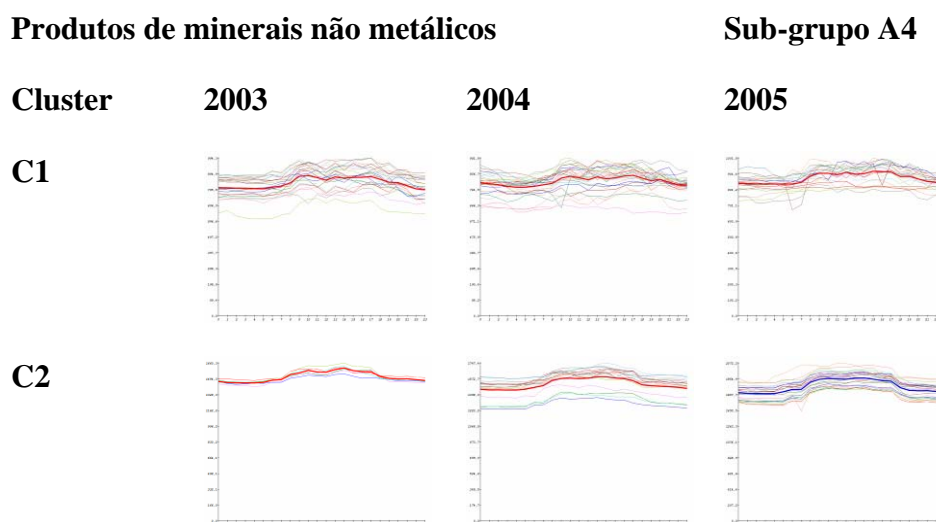
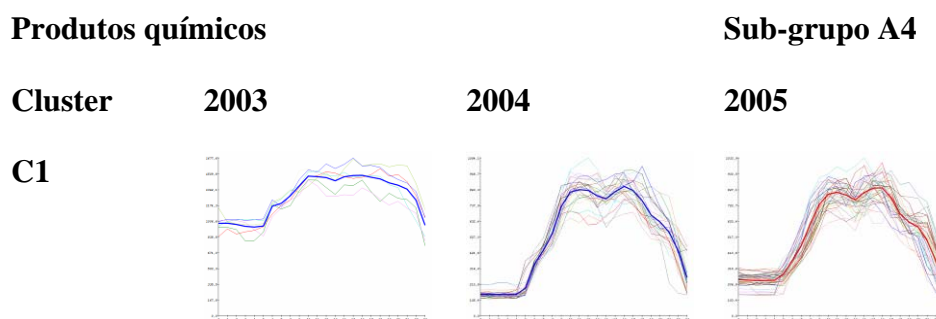


Figura 9.43 Produtos de minerais não metálicos do sub-grupo A4



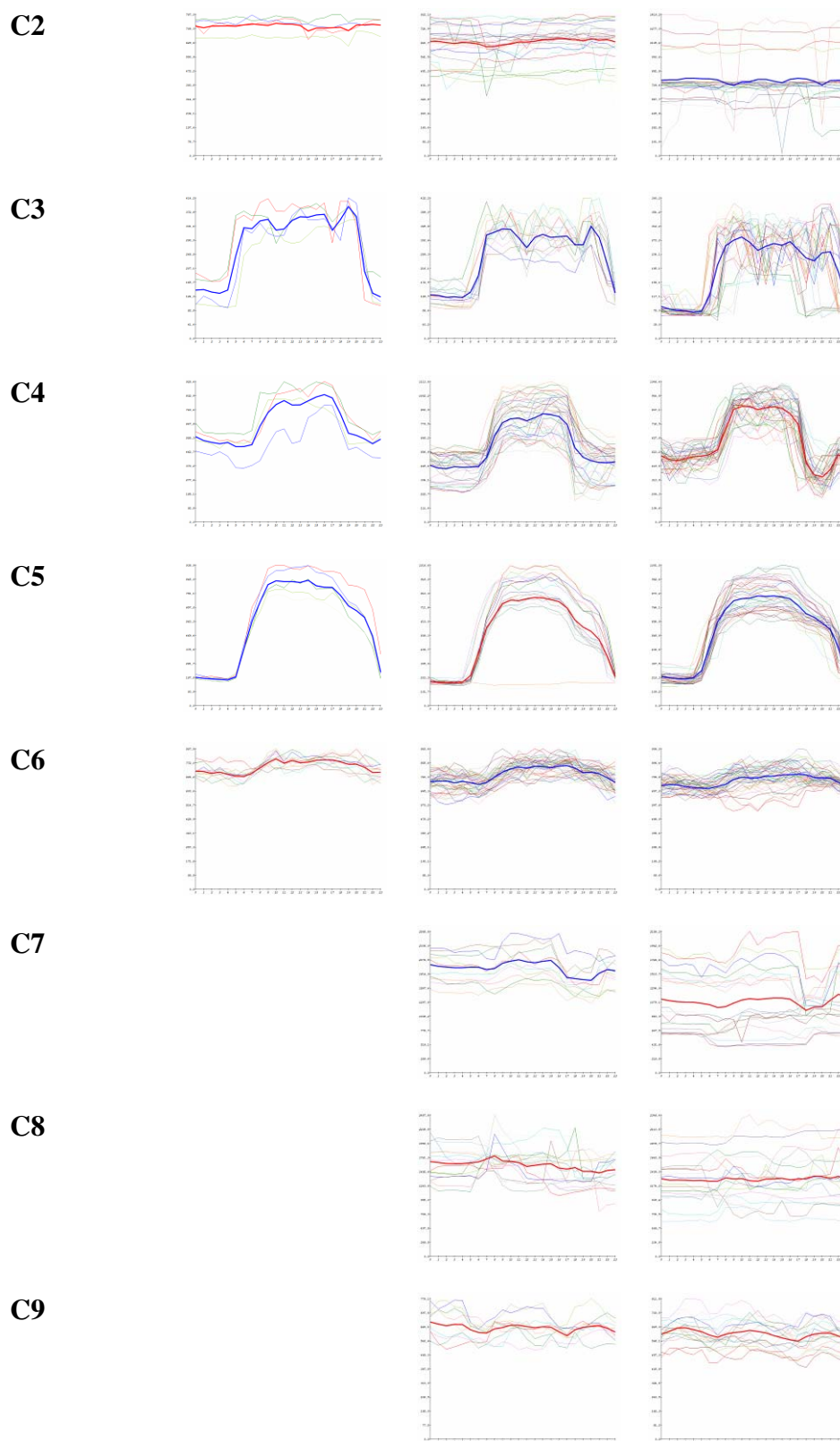


Figura 9.44 Produtos químicos do sub-grupo A4

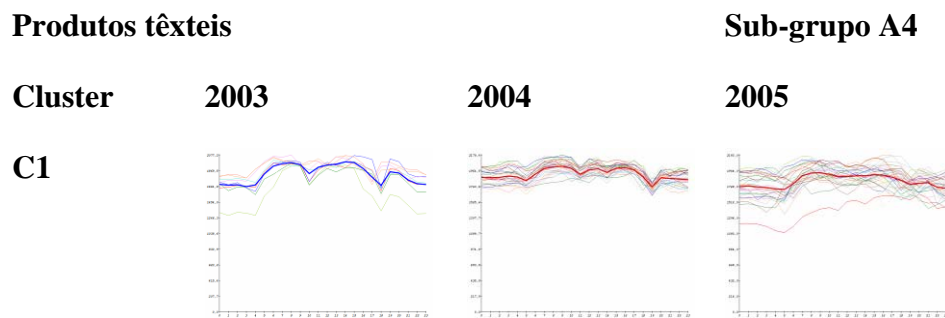


Figura 9.45 Produtos têxteis do sub-grupo A4

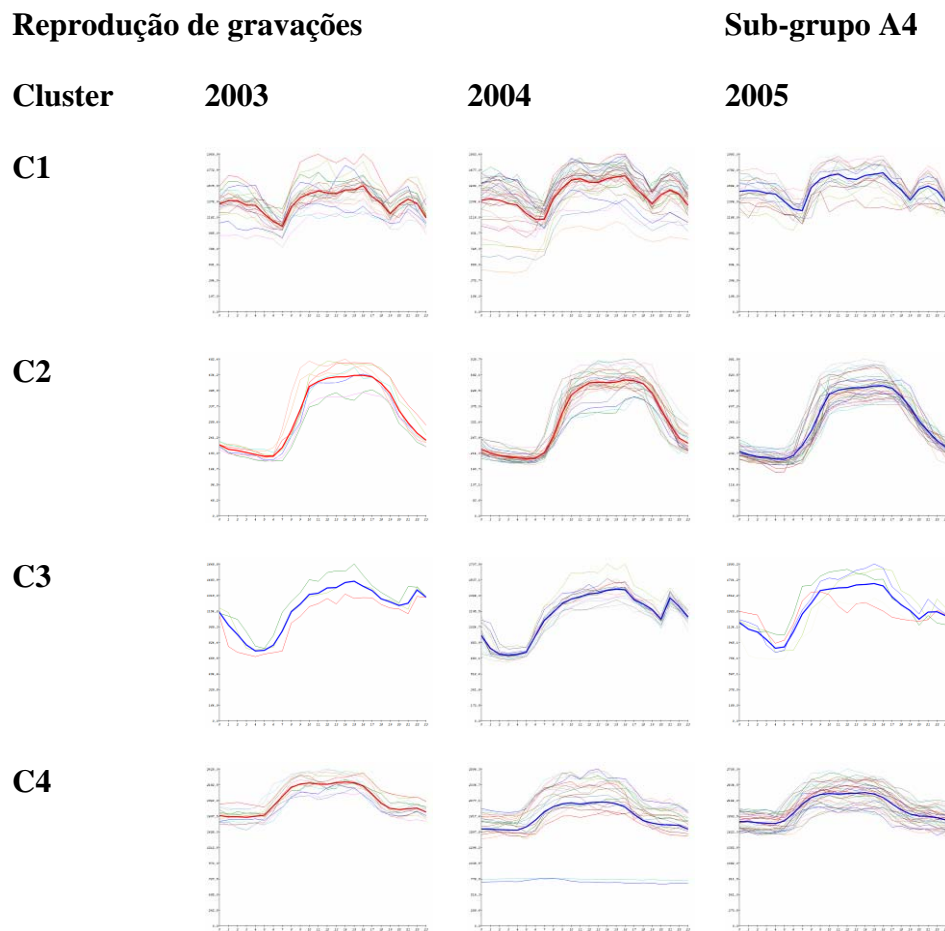


Figura 9.46 Reprodução de gravações do sub-grupo A4

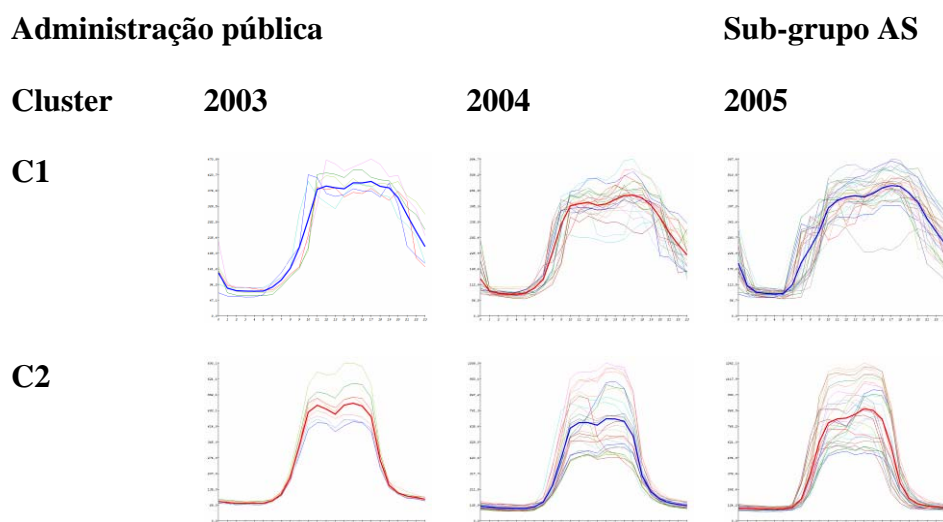


Figura 9.47 Administração pública do sub-grupo AS

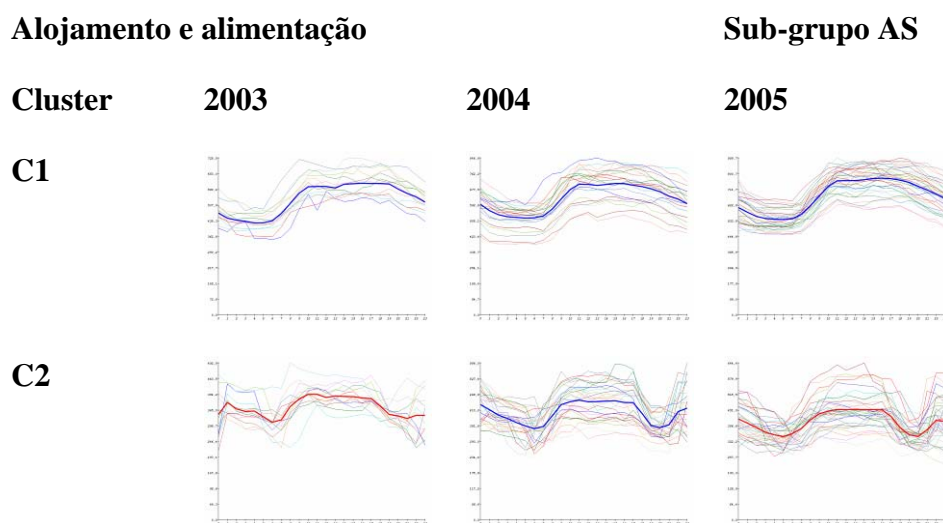
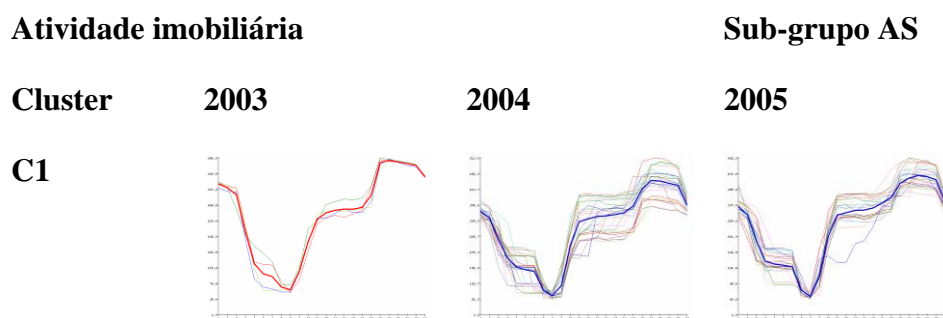


Figura 9.48 Alojamento e alimentação do sub-grupo AS



C2

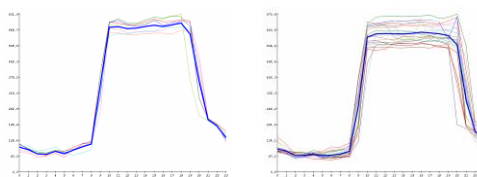


Figura 9.49 Atividade imobiliária do sub-grupo AS

Educação

Sub-grupo AS

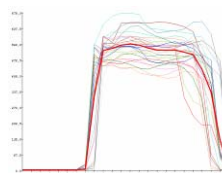
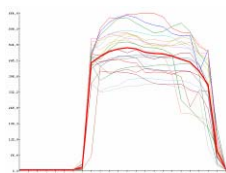
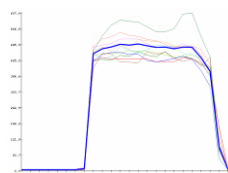
Cluster

2003

2004

2005

C1



C2

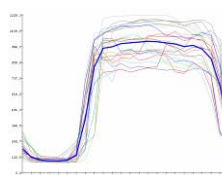
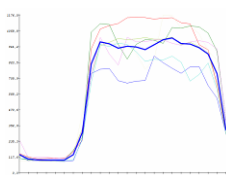


Figura 9.50 Educação do sub-grupo AS

Intermediação financeira

Sub-grupo AS

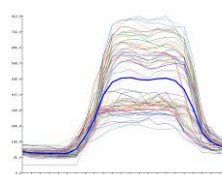
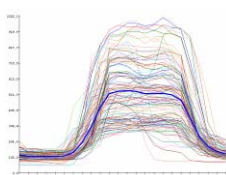
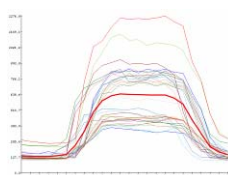
Cluster

2003

2004

2005

C1



C2

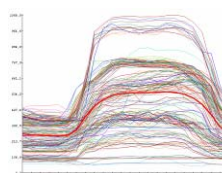
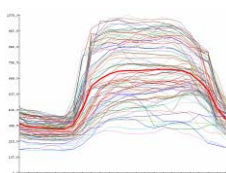
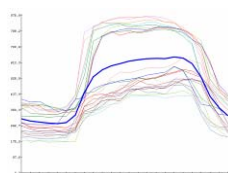


Figura 9.51 Intermediação financeira do sub-grupo AS

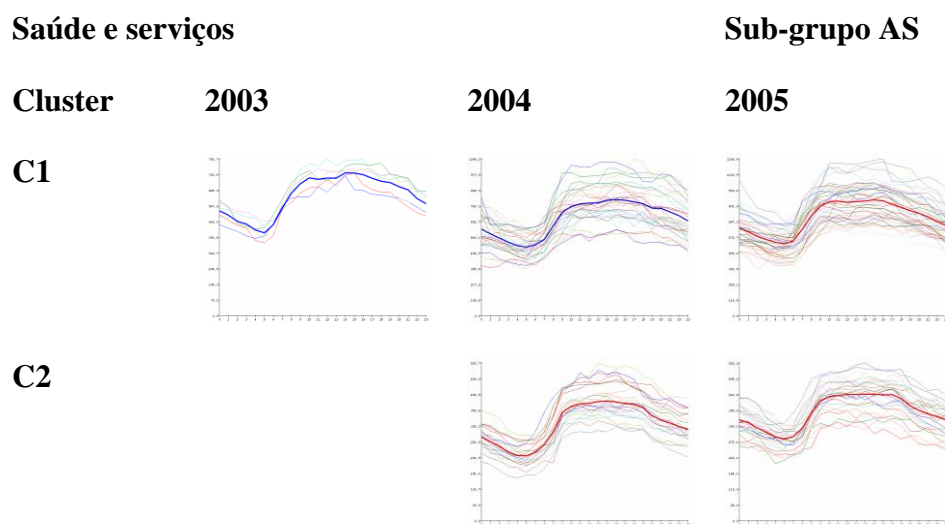


Figura 9.52 Saúde e serviços do sub-grupo AS

Tabela 9.5 Elasticidades absolutas e relativas para tarifa azul e sub-grupo A2

Tarifa	S. G.	Atividade	UCs	Cluster	Elasticidades absolutas								Elasticidade Relativa	
					2003 - 2004				2004 - 2005				2003/2004	2004/2005
					PP	PFP	FPP	FPFP	PP	PFP	FPP	FPFP		
Azul	A2	Outras atividades	4											
Azul	A2	Produção de eletricidade e gás	1	C1					0,23		0,20	0,00	0,03	
Azul	A2		1	C2					0,07		0,04	0,00	0,02	
Azul	A2	Transporte e armazenagem	1	C1	-5,94	-1,47	2,75	0,68	-0,20		0,47	2,77	-0,62	
Azul	A2		1	C2					0,76		0,74	0,00	0,02	
Azul	A2	Indústria de Transformação	25											
Azul	A2	Máquinas e equipamentos	1	C1					3,61		3,60	0,00	0,01	
Azul	A2		1	C2					4,34		8,20	0,00	-1,74	
Azul	A2	Materiais elétricos	1	C1					0,99		0,42	0,00	0,53	
Azul	A2		1	C2					0,24		0,56	0,00	-0,29	
Azul	A2	Móveis	1	C1					9,73		-0,68	0,00	11,57	
Azul	A2		1	C2					9,84		0,75	0,00	8,18	
Azul	A2	Papel e celulose	1	C1					1,28		1,29	0,00	-0,01	
Azul	A2		1	C2					3,38		0,92	0,00	2,16	
Azul	A2	Artigos de plástico e de borracha	1	C1					-0,04		0,00	0,00	-0,05	
Azul	A2		1	C2					0,28		0,11	0,00	0,17	
Azul	A2	Produtos alimentícios e bebidas	1	C1					2,01		3,40	0,00	-0,92	
Azul	A2		1	C2					-2,40		0,07	0,00	-2,44	
Azul	A2	Produtos de minerais não metálicos	1	C1	16,16	3,99	13,89	3,43	-0,75		-0,63	-0,94	-0,14	
Azul	A2	Produtos químicos	1	C1	-0,23	-0,06	-0,33	-0,08	0,08		0,06	-0,03	0,01	
Azul	A2		1	C2	1,41	0,35	0,94	0,23	-0,13		-0,25	-0,15	0,12	
Azul	A2		1	C3	-16,95	-4,19	-4,93	-1,22	1,29		0,64	3,31	0,60	
Azul	A2		1	C4					-0,14		-0,04	0,00	-0,10	
Azul	A2		1	C5					0,08		0,08	0,00	0,00	
Azul	A2	Montagem de veículos	1	C1					4,69		0,00	0,00	4,70	
Azul	A2	Metalurgia básica	1	C1	5,31	1,31	8,12	2,01	-0,66		1,13	1,01	-1,53	
Azul	A2		1	C2	-12,00	-2,97	0,09	0,02	-0,69		0,38	3,66	-1,01	
Azul	A2		1	C3					0,37		-0,54	0,00	0,99	
Azul	A2		1	C4					4,65		0,55	0,00	3,79	
Azul	A2		1	C5					0,34		-0,06	0,00	0,41	
Azul	A2	Reprodução de gravações	1	C1					0,28		0,21	0,00	0,07	

Tabela 9.6 Elasticidades absolutas e relativas para tarifa azul e sub-grupo A3a

Tarifa	S. G.	Atividade	UCs	Cluster	Elasticidades absolutas								Elasticidade Relativa	
					2003 - 2004				2004 - 2005				2003/2004	2004/2005
					PP	PFP	FPP	FPPF	PP	PFP	FPP	FPPF		
Azul	A3a	Outras atividades	10											
Azul	A3a	Administração pública	1	C1	18,24	-36,03	8,70	-17,19	-0,23	-0,37	-0,23	-0,38	5,12	0,02
Azul	A3a		1	C2	0,00	0,01	5,22	-10,32	0,65	1,07	0,57	0,93	-3,03	0,21
Azul	A3a		1	C3	-0,43	0,84	1,96	-3,86	0,33	0,53	0,35	0,57	-1,49	-0,06
Azul	A3a	Comércio	1	C1	11,29	-22,31	8,48	-16,74	-0,32	-0,52	-0,08	-0,14	1,52	-0,70
Azul	A3a	Outros serviços	1	C1	2,75	-5,43	2,73	-5,40	0,14	0,22	0,31	0,50	0,01	-0,46
Azul	A3a		1	C2	4,73	-9,35	1,97	-3,90	0,85	1,40	1,42	2,32	1,72	-1,25
Azul	A3a	Produção de eletricidade e gás	1	C1	17,01	-33,60	16,84	-33,27	-0,60	-0,99	-0,03	-0,05	0,08	-1,68
Azul	A3a		1	C2	-1,79	3,54	-2,31	4,57	2,11	3,46	2,42	3,96	0,36	-0,58
Azul	A3a	Saúde e serviços	1	C1	6,25	-12,35	6,62	-13,07	-0,58	-0,95	-0,59	-0,96	-0,20	0,02
Azul	A3a	Transporte e armazenagem	1	C1	2,41	-4,76	4,63	-9,14	0,18	0,29	-0,06	-0,10	-1,30	0,70
Azul	A3a	Indústria de Transformação	23											
Azul	A3a	Artigos de confecção	1	C1	-3,99	7,88	5,83	-11,51	2,51	4,12	0,00	0,00	-5,61	7,32
Azul	A3a	Equipamentos	1	C1	6,78	-13,40	8,17	-16,14	-0,90	-1,48	-0,54	-0,88	-0,75	-1,20
Azul	A3a	Artigos de plástico e de borracha	1	C1	22,36	-44,17	0,12	-0,23	-1,83	-3,00	0,77	1,26	14,54	-6,47
Azul	A3a		1	C2	-0,40	0,80	3,85	-7,61	-0,74	-1,22	-0,36	-0,60	-2,54	-1,20
Azul	A3a		1	C3	0,26	-0,52	-4,27	8,44	-2,44	-3,99	-0,63	-1,04	3,33	-6,10
Azul	A3a	Produtos alimentícios e bebidas	1	C1	-0,42	0,83	-0,69	1,37	0,23	0,38	0,17	0,28	0,18	0,18
Azul	A3a		1	C2	-6,81	13,45	-6,74	13,31	-4,39	-7,20	-4,42	-7,25	-0,06	2,88
Azul	A3a		1	C3	1,60	-3,17	0,53	-1,05	0,15	0,24	0,03	0,06	0,69	0,32
Azul	A3a		1	C4	-2,11	4,17	-1,99	3,93	0,31	0,50	0,30	0,50	-0,08	0,01
Azul	A3a		1	C5	3,84	-7,58	1,61	-3,18	-0,14	-0,23	-0,09	-0,14	1,40	-0,16
Azul	A3a	Produtos metálicos	1	C1					-1,58	-2,59	-0,86	-1,41	0,00	-2,58
Azul	A3a	Produtos de minerais não metálicos	1	C1	-0,86	1,71	0,12	-0,24	-0,28	-0,46	-0,34	-0,56	-0,64	0,20
Azul	A3a		1	C2	2,75	-5,43	1,50	-2,97	-1,08	-1,77	0,14	0,24	0,79	-3,45
Azul	A3a		1	C3	3,54	-6,99	3,54	-6,99	-0,66	-1,09	-0,67	-1,10	0,00	0,03
Azul	A3a		1	C4					0,70	1,15	0,77	1,26	0,00	-0,16
Azul	A3a		1	C5					0,02	0,04	0,10	0,16	0,00	-0,20
Azul	A3a	Produtos químicos	1	C1	17,73	-35,02	18,18	-35,92	1,62	2,65	1,56	2,56	-0,20	0,11
Azul	A3a		1	C2	7,48	-14,77	9,29	-18,35	0,55	0,90	0,28	0,46	-0,96	0,75
Azul	A3a		1	C3	0,77	-1,52	1,29	-2,54	-0,41	-0,67	-0,54	-0,88	-0,33	0,43
Azul	A3a		1	C4	20,23	-39,97	11,68	-23,08	0,46	0,76	0,04	0,06	4,33	1,23
Azul	A3a		1	C5	1,65	-3,25	1,02	-2,01	-0,14	-0,24	0,14	0,23	0,40	-0,80
Azul	A3a	Produtos têxteis	1	C1	-11,37	22,46	-12,72	25,13	1,28	2,10	1,50	2,46	1,31	-0,48
Azul	A3a		1	C2	-0,85	1,68	0,93	-1,84	0,93	1,52	0,39	0,64	-1,14	1,44

Tabela 9.7 Elasticidades absolutas e relativas para tarifa azul e sub-grupo A4 (a)

Tarifa	S. G.	Atividade	UCs	Cluster	Elasticidades absolutas								Elasticidade Relativa	
					2003 - 2004				2004 - 2005				2003/2004	2004/2005
					PP	PFP	FPP	FPPF	PP	PFP	FPP	FPPF		
Azul	A4	Outras atividades	188											
Azul	A4	Administração pública	17	C1	2,69	10,01	1,11	4,12	-0,02	-0,03	0,05	0,07	2,09	-0,27
Azul	A4			C2	-0,74	-2,75	-1,22	-4,54	0,48	0,70	0,48	0,70	0,71	0,01
Azul	A4	Alojamento e alimentação	7	C1	0,66	2,44	0,44	1,63	-0,10	-0,15	0,07	0,11	0,29	-0,66
Azul	A4			C2	-0,69	-2,57	-0,57	-2,12	0,54	0,78	0,57	0,83	-0,17	-0,12
Azul	A4	Atividade imobiliária	37	C1	-1,81	-6,75	-0,62	-2,32	-1,66	-2,40	-2,30	-3,33	-1,70	6,11
Azul	A4			C2	-1,03	-3,85	-0,71	-2,66	0,31	0,44	0,37	0,53	-0,46	-0,21
Azul	A4			C3	0,92	3,43	0,95	3,53	0,14	0,21	0,27	0,40	-0,03	-0,46
Azul	A4			C4	5,80	21,58	7,27	27,04	0,08	0,12	0,06	0,09	-1,53	0,08
Azul	A4			C5	1,09	4,04	1,57	5,84	-0,30	-0,44	0,61	0,88	-0,62	-2,98
Azul	A4	Comércio	47	C1	0,36	1,35	0,63	2,33	0,30	0,43	0,23	0,33	-0,36	0,25
Azul	A4			C2	4,02	14,96	3,98	14,81	0,48	0,69	0,70	1,01	0,05	-0,71
Azul	A4			C3	-0,04	-0,14	-0,06	-0,22	14,56	21,10	0,95	1,38	0,03	41,48
Azul	A4			C4	-2,16	-8,04	-2,57	-9,55	0,09	0,13	0,09	0,12	0,64	0,02
Azul	A4			C5	2,66	9,90	2,26	8,41	-0,06	-0,08	0,09	0,13	0,50	-0,53
Azul	A4	Construção	1	C1	1,36	5,05	4,61	17,13	0,43	0,63	-0,06	-0,09	-3,71	1,91
Azul	A4			C2	2,66	9,90	3,06	11,36	-0,18	-0,26	-0,16	-0,23	-0,48	-0,06
Azul	A4	Educação	1	C1	0,86	3,21	0,84	3,13	-0,35	-0,51	-0,32	-0,47	0,03	-0,12
Azul	A4			C2	2,65	9,87	3,45	12,82	0,36	0,53	0,33	0,48	-0,95	0,11
Azul	A4	Intermediação financeira	6	C1	-0,84	-3,11	-0,52	-1,95	-0,53	-0,77	-0,57	-0,83	-0,44	0,19
Azul	A4			C2	4,64	17,25	1,84	6,84	0,12	0,18	-0,09	-0,13	3,57	0,82
Azul	A4	Outros serviços	12	C1	2,97	11,06	1,89	7,01	0,34	0,50	0,29	0,42	1,39	0,19
Azul	A4			C2	12,44	46,25	11,30	42,02	0,20	0,29	0,11	0,16	1,04	0,34
Azul	A4			C3	2,56	9,51	2,92	10,85	-0,18	-0,26	-0,22	-0,32	-0,44	0,17
Azul	A4	Produção de eletricidade e gás	8	C1	4,55	16,93	8,93	33,20	-3,84	-5,57	-3,84	-5,57	-4,30	0,00
Azul	A4			C2	-0,61	-2,27	-0,99	-3,67	-3,84	-5,57	-3,84	-5,57	0,55	0,00
Azul	A4	Saúde e serviços	18	C1	1,73	6,42	2,18	8,11	0,15	0,22	0,22	0,32	-0,57	-0,24
Azul	A4			C2	0,55	2,05	-0,19	-0,70	0,22	0,32	0,44	0,64	1,03	-0,74
Azul	A4	Transporte e armazenagem	32	C1	0,90	3,33	1,21	4,51	0,14	0,21	0,13	0,18	-0,42	0,06
Azul	A4			C2	1,38	5,11	3,83	14,25	-0,36	-0,51	-0,29	-0,42	-2,89	-0,26
Azul	A4			C3	-1,63	-6,05	-0,11	-0,42	0,56	0,82	0,54	0,79	-2,11	0,07

Tabela 9.8 Elasticidades absolutas e relativas para tarifa azul e sub-grupo A4 (b)

Tarifa	S. G.	Atividade	UCs	Cluster	Elasticidades absolutas								Elasticidade Relativa	
					2003 - 2004				2004 - 2005				2003/2004	2004/2005
					PP	PFP	FPP	FPPF	PP	PFP	FPP	FPPF		
Azul	A4	Indústria de Transformação	33											
Azul	A4	Produtos alimentícios e bebidas	1	C1	-0,50	-1,86	-0,55	-2,04	-0,03	-0,05	-0,05	-0,07	0,07	0,06
Azul	A4		1	C2	3,90	14,51	0,74	2,75	-0,11	-0,16	0,24	0,35	4,24	-1,25
Azul	A4		1	C3	1,15	4,28	-0,29	-1,06	-0,27	-0,39	0,22	0,32	2,02	-1,75
Azul	A4		1	C4	-13,86	-51,54	-15,10	-56,13	-1,84	-2,67	-1,34	-1,95	5,55	-2,93
Azul	A4		1	C5	-1,25	-4,66	-0,93	-3,45	0,13	0,19	0,12	0,18	-0,47	0,04
Azul	A4		1	C1	1,55	5,76	-0,59	-2,20	1,16	1,68	0,86	1,25	3,05	0,91
Azul	A4		1	C2	7,49	27,86	1,66	6,18	0,36	0,52	0,29	0,43	7,51	0,23
Azul	A4		1	C3	3,59	13,34	1,25	4,66	-0,90	-1,31	-0,11	-0,16	3,06	-3,12
Azul	A4		1	C4					1,95	2,82	1,65	2,39	0,00	0,80
Azul	A4		Papel e celulose	1	C1	-0,04	-0,13	1,39	5,19	0,21	0,30	-0,21	-0,30	-1,86
Azul	A4	1		C2	2,94	10,93	3,40	12,62	-0,01	-0,01	-0,19	-0,27	-0,55	0,72
Azul	A4	Artigos de plástico e de borracha	1	C1	4,24	15,78	4,12	15,33	0,15	0,21	0,18	0,26	0,14	-0,12
Azul	A4		1	C2	-0,11	-0,40	0,62	2,29	-0,25	-0,36	-0,22	-0,31	-0,98	-0,13
Azul	A4	Produtos metálicos	1	C1	2,57	9,56	1,03	3,84	0,18	0,26	0,24	0,34	2,04	-0,20
Azul	A4		1	C2	-1,13	-4,20	-1,24	-4,62	-0,41	-0,59	-0,42	-0,60	0,16	0,04
Azul	A4		1	C3	5,40	20,08	5,58	20,75	0,27	0,39	0,27	0,39	-0,20	-0,01
Azul	A4		1	C4					0,14	0,21	0,07	0,11	0,00	0,26
Azul	A4	Produtos de minerais não metálicos	1	C1	-0,75	-2,77	-0,89	-3,31	0,26	0,37	0,32	0,46	0,21	-0,22
Azul	A4		1	C2	-0,19	-0,71	-0,19	-0,70	0,62	0,90	0,68	0,98	-0,01	-0,18
Azul	A4	Produtos químicos	1	C1	-10,29	-38,26	-9,20	-34,21	-0,51	-0,74	-0,12	-0,17	-2,61	-1,55
Azul	A4		1	C2	-1,91	-7,09	-2,18	-8,09	0,62	0,89	0,66	0,95	0,41	-0,13
Azul	A4		1	C3	-2,36	-8,77	-3,32	-12,35	-1,19	-1,73	-0,63	-0,92	1,57	-2,56
Azul	A4		1	C4	-0,16	-0,60	-1,05	-3,91	-0,96	-1,39	0,02	0,03	1,30	-3,69
Azul	A4		1	C5	-7,70	-28,62	1,05	3,89	1,91	2,77	-0,11	-0,16	-11,55	7,91
Azul	A4		1	C1	1,18	4,38	1,10	4,10	-0,04	-0,06	-0,10	-0,15	0,10	0,24
Azul	A4		1	C2					-1,61	-2,33	-1,63	-2,36	0,00	0,16
Azul	A4		1	C3					-0,56	-0,82	-0,95	-1,38	0,00	1,96
Azul	A4		1	C4					-0,06	-0,08	-0,02	-0,03	0,00	-0,15
Azul	A4	Produtos têxteis	1	C1	0,22	0,83	0,41	1,52	-0,13	-0,18	-0,21	-0,30	-0,25	0,32
Azul	A4	Reprodução de gravações	1	C1	0,45	1,66	0,44	1,62	0,43	0,62	0,33	0,48	0,02	0,34
Azul	A4		1	C2	2,35	8,73	1,62	6,03	-0,07	-0,09	0,15	0,22	0,94	-0,79
Azul	A4		1	C3	-0,19	-0,72	-0,53	-1,96	0,38	0,56	0,60	0,86	0,47	-0,70
Azul	A4		1	C4	-1,79	-6,67	-1,73	-6,43	0,57	0,83	0,47	0,68	-0,09	0,36

Tabela 9.9 Elasticidades absolutas e relativas para tarifa azul e sub-grupo AS

Tarifa	S. G.	Atividade	UCs	Cluster	Elasticidades absolutas								Elasticidade Relativa	
					2003 - 2004				2004 - 2005				2003/2004	2004/2005
					PP	PFP	FPP	FPFP	PP	PFP	FPP	FPFP		
Azul	AS	Outras atividades	17											
Azul	AS	Administração pública	1	C1	1,97	7,37	1,66	6,21	0,40	0,58	0,33	0,47	0,40	0,26
Azul	AS		1	C2	2,88	10,74	7,17	26,76	-0,06	-0,09	1,11	1,60	-4,45	-3,52
Azul	AS	Alojamento e alimentação	1	C1	3,02	11,28	3,56	13,29	0,40	0,57	0,36	0,52	-0,64	0,12
Azul	AS		1	C2	2,38	8,89	2,90	10,82	-0,18	-0,26	0,05	0,08	-0,63	-0,89
Azul	AS	Atividade imobiliária	1	C1	3,51	13,11	3,51	13,09	-0,10	-0,15	-0,05	-0,08	0,01	-0,20
Azul	AS		1	C2					-0,08	-0,12	0,00	0,00	0,00	-0,34
Azul	AS	Educação	1	C1	-0,31	-1,17	1,32	4,92	0,31	0,45	0,18	0,26	-2,13	0,49
Azul	AS		1	C2					0,11	0,16	0,07	0,10	0,00	0,16
Azul	AS	Intermediação financeira	7	C1	-3,30	-12,31	-3,60	-13,45	-0,33	-0,48	-0,30	-0,43	0,51	-0,15
Azul	AS			C2	2,04	7,60	2,05	7,66	-0,91	-1,30	-0,85	-1,23	-0,02	-0,27
Azul	AS	Saúde e serviços	1	C1	3,39	12,64	2,81	10,51	0,08	0,12	0,20	0,29	0,70	-0,43
Azul	AS		1	C2					0,70	1,00	0,59	0,85	0,00	0,34