ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À REDAÇÃO FINAL DA TESE DEFENDIDA POR José Angelo Paccola E APROVADA PELA COMISSÃO JULGADORA EM 23/02/2007

ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

José Angelo Paccola

Tarifas Horosazonais no Brasil: Perspectivas de Inovações Metodológicas e Estudo de Caso na CPFL

Campinas, 2007.

113/2011

José Angelo Paccola

Tarifas Horosazonais no Brasil: Perspectivas de Inovações Metodológicas e Estudo de Caso na CPFL

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Área de Concentração:

Orientador: Sergio Valdir Bajay
Co-Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi

Campinas
2007

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

Paccola, José Angelo
P114t Tarifas horosazonais no Brasil: perspectivas de inovações metodológicas e estudo de caso na CPFL / José Angelo Paccola. --Campinas, SP: [s.n.], 2007.

Orientador: Sergio Valdir Bajay, Gilberto De Martino Jannuzzi.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia Elétrica - Consumo - Custos. 2. Energia Elétrica - Tarifas. 3. Energia Elétrica - Taxas. I. Bajay, Sérgio Valdir. II. Jannuzzi, Gilberto De Martino . III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Título em Inglês: Seasonal Tariffs in Brazil: Perspectives of methodological innovations and case study at CPFL
Palavras-chave em Inglês: Electric power - Consumptions - Costs, Electric power - Rates, Energy - Tariffs
Área de concentração:
Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos
Banca examinadora: Aderbal de Arruda Penteado Júnior, Moacyr Trindade de Oliveira Andrade
Data da defesa: 23/02/2007
Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DEPARTAMENTO DE ENERGIA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Tarifas Horosazonais no Brasil: Perspectivas de Inovações Metodológicas e Estudo de Caso na CPFL

Autor: José Angelo Paccola
Orientador: Sergio Valdir Bajay
Co-Orientador: Gilberto De Martino Jannuzzi

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente
UNICAMP

Prof. Dr. Aderbal de Arruda Penteado Júnior
USP/SP

Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade
NIPE

Campinas, 23 de Fevereiro de 2007.

Dedico este trabalho à minha esposa Elizete e aos meus filhos Amanda e Otávio pelo amor, dedicação e companheirismo.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto minha homenagem:

Aos meus pais que dedicaram uma vida na educação e formação dos filhos, sempre apoiando nos momentos necessários.

Ao meu orientador e co-orientador que, com inteligência, sabedoria e habilidade, souberam dar as suas contribuições no momento correto.

A todos os participantes do Projeto da CPFL sobre Tarifas Diferenciadas – PD 111 – que ajudaram na aplicação dos questionários e na obtenção dos dados de campo.

Aos amigos e colegas que, de alguma forma, contribuíram para a realização desse sonho.

Não há nada mais difícil para conduzir ou
incerto quanto ao sucesso do que assumir
a vanguarda de uma nova ordem das coisas.
Machiavelli

Resumo

Durante as últimas décadas, têm-se introduzido poucas modificações no setor elétrico brasileiro no que se refere às novas modalidades de tarifas para os consumidores finais. As mudanças mais radicais foram implantadas no início da década de oitenta com a introdução das tarifas horosazonais verde e azul.

O objetivo desta dissertação é testar as possibilidades de se formular novas tarifas horosazonais no País, através de uma análise crítica da aplicação destas no Brasil e no mundo, e a realização de um estudo de caso envolvendo pesquisas de campo, entrevistas e medições em consumidores industriais atendidos na categoria tarifária A4. A análise da experiência nacional aborda a implantação e o desenvolvimento das tarifas horosazonais – verde, azul e amarela - e tarifas de fornecimento interruptível no País por meio de um histórico completo dos fatos mais importantes, ocorridos desde 1957 até 2006, e de uma avaliação dos resultados a que se chegou com a implantação destas tarifas. Na análise da experiência internacional, examinaram-se os casos de França, Canadá, Estados Unidos e Portugal.

O estudo de caso envolveu três pesquisas de campo. A primeira delas teve como objetivo escolher os segmentos industriais com maior potencial para a modulação de carga. Com a segunda pesquisa, conseguiu-se conhecer melhor os consumidores dos segmentos de calçados e de móveis, em termos de perfil de demanda e de detalhes de seus processos produtivos, visando estabelecer, com mais segurança, suas possibilidades de modulação de carga. A terceira pesquisa de campo permitiu o levantamento dos dados técnicos e econômicos, necessários para se fazer simulações e uma avaliação quantitativa dos impactos econômicos decorrentes de um terceiro posto tarifário para estes consumidores, na madrugada. As análises custo/benefício, realizadas no estudo de caso, levaram em conta tanto a ótica do consumidor como a da concessionária. Os resultados das simulações realizadas mostraram que os custos com mão-de-obra chegam a ser 35 vezes maiores do que aqueles com a fatura de eletricidade nestes segmentos industriais. Isto desestimula um possível deslocamento de parte da produção para o período noturno, por conta do

adicional noturno no custo da mão-de-obra, mesmo com tarifas de energia elétrica muito baixas neste período.

Palavras-Chave: Energia Elétrica - Consumo – Custos, Energia Elétrica – Tarifas, Energia Elétrica – Taxas.

Abstract

During the last decades, the Brazilian electric sector has introduced little changes in tariffs for end-use consumers. The most radical changes were implanted at the beginning of the eighties, with the introduction of a seasonal tariff structure called green and blue. The objective of this work is to test some possibilities to formulate a new seasonal tariff in Brazil, through a critical analysis of these tariffs in Brazil and in other countries. This was made through field researches, interviews and the measuring of some industrial consumers. The national experience analysis includes the implementation and development of the seasonal tariffs – green, blue and yellow -, the supply curtailable rate and a complete historical of the more important facts occurred since 1957 up to 2006, together with an evaluation of the impacts in the implementation of these tariffs. In the analysis of the international experience, it was examined tariffs in France, Canada, United States and Portugal.

The case study involved three researches on the field. The first one was to choose the industrial segments with larger potential for load modulation. The second research explored both footwear and furniture industries in terms of theirs demand profile and productive processes, with the objective of establishing their load modulation change possibilities more accurately. The third field research obtained the necessary technical and economical data, to work with simulations in a quantitative analysis of the economic impacts of a third tariff position during night time. The cost-benefit analysis considered both consumers and Utility's point of views. The results of the simulations has shown that the cost of labor is sometimes 35 times higher than electricity bills in the footwear and furniture industries, rendering useless a possible load modulation change during the night. Furthermore, during night time the cost of labor increases.

Key Words: Electric power - Consumptions - Costs, Electric power - Rates, Energy – Tariffs.

Lista de Figuras

Figura 7.1 - Tipologia do Seguimento Calçadista.....62
Figura 7.2 - Tipologia do Segmento Moveleiro.....62
Figura 7.3 - Tipologia do Segmento Mecânico 63
Figura 7.4 - Tipologia do Segmento Metalúrgico.....63
Figura 7.5 - Tipologia do Segmento Alimentício.....63
Figura 7.6 - Tipologia do Segmento Plásticos.....63

Lista de Tabelas

Tabela 7.1 - Consumidores medidos 60
Tabela 7.2 - Número de leituras válidas 61
Tabela 7.3 - Regionais Selecionadas e seu Respectivo Parque Industrial 64
Tabela 7.4 - Hierarquização dos Segmentos Pesquisados 65
Tabela 7.5 - Regra de Escolha do Segmento Calçadista em Relação à Faixa de Demanda 67
Tabela 7.6 - Regra de Escolha do Segmento Móveis em Relação à Faixa de Demanda 68
Tabela 7.7 - Dados da Empresa 78
Tabela 7.8 - Planilha de Custo 79
Tabela 7.9 - Dados de Modulação 81
Tabela 7.10 - Dados da Conta de Energia Elétrica 81
Tabela 7.11 - Tempo de Estoque 82
Tabela 7.12 - Dados de Área Construída 83
Tabela 7.13 - Dados da Concessionária 84
Tabela 7.14 - Parcela Compartilhada 85
Tabela 7.15 - Resultados da Concessionária por Subestação da Região Elétrica de Franca 87
Tabela 7.16 - Resultados da Concessionária - Região Elétrica de Franca 88
Tabela 7.17 - Resultados do Consumidor – Empresas de Calçados 90
Tabela 7.18 - Resultados do Consumidor – Empresas de Calçados 90
Tabela 7.19 - Resultados do Consumidor – Empresas de Móveis 91
Tabela 7.20 - Resultados do Consumidor – Empresas de Móveis 92

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 1

1.1 O Novo Contexto Institucional do Setor Elétrico Brasileiro e os Desafios Tarifários 1
1.2 Objetivos da Dissertação 3
1.3 Escopo do Trabalho 4

2 AS TARIFAS HOROSAZONAIS NO BRASIL E NO MUNDO 6

2.1 Tarifas de Energia Elétrica 6
2.2 Tipologia das Tarifas de Energia Elétrica 7
2.3 Implantação e Desenvolvimento das Tarifas Horosazonais e Tarifas de Fornecimento Interruptível no Brasil 8
2.3.1 Tarifas Horosazonais 14
2.3.2 Tarifas de Fornecimento Interruptível 16
2.4 Experiência Internacional com Tarifas Horosazonais e Tarifas de Fornecimento Interruptível no Período da Ponta 18
2.4.1 A Larga Experiência da Electricité de France – EDF 18
2.4.2 Experiências em Outros Países 20

3 CUSTOS MARGINAIS DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO 22

3.1 Introdução 22
3.2 Custos Marginais de Curto e de Longo Prazo, de Capacidade e de Energia 23
3.3 Custos Marginais de Geração 25
3.3.1 Custos Marginais de Geração em Sistemas Predominantemente Termelétricos 26
3.3.2 Custos Marginais de Geração em Sistemas Predominantemente Hidrelétricos 27
3.4 Custos Marginais de Transmissão 28
3.5 Custos Marginais de Distribuição 29
3.6 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST 30
3.7 Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD 38
3.7.1 Receita Requerida 38
3.7.2 Custo Marginal de Fornecimento de Potência 40

4 ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO DA IMPLANTAÇÃO DE NOVAS TARIFAS HOROSAZONAIS 41

5 POSSÍVEIS NOVAS TARIFAS HOROSAZONAIS NO BRASIL 44

6 PERSPECTIVAS DE INOVAÇÕES METODOLÓGICAS NAS ATUAIS TARIFAS HOROSAZONAIS NO PAÍS 47

6.1 A Questão do Sinal Locacional na Transmissão e na Distribuição 51

7 ESTUDO DE CASO NA CPFL 53
7.1 PESQUISA DE CAMPO I.....53
7.2 PESQUISA DE CAMPO II 66
7.3 PESQUISA DE CAMPO III.....76
8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....93
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 96
APÊNDICE A – FORMULÁRIO DO QUESTIONÁRIO 1.....102
APÊNDICE B – FORMULÁRIO DO QUESTIONÁRIO 2.....112
APÊNDICE C – FORMULÁRIO DO QUESTIONÁRIO 3.....119
APÊNDICE D – ANÁLISE POR TIPO DE PROCESSO E ANÁLISE DAS REGIÕES PARA IMPLANTAÇÃO DE ESTUDO DE CASO PELA CPFL 122
APÊNDICE E – OS RESULTADOS DA CAMPANHA DE MEDIÇÕES E DA PESQUISA DE CAMPO I.....149
APÊNDICE F – RESULTADOS DA PESQUISA DE CAMPO II.....173

1 INTRODUÇÃO

1.1 O Novo Contexto Institucional do Setor Elétrico Brasileiro e os Desafios Tarifários

O modelo do Setor Elétrico Brasileiro anterior a 1995 era caracterizado por empresas verticalizadas, predominantemente estatais. Após 1995, no governo Fernando Henrique Cardoso, o direcionamento foi para a implementação da competição nas relações de compra e venda de energia e para a criação de regras e mecanismos que atraíssem o capital privado para a expansão do setor.

O modelo competitivo foi estabelecido com o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciado em 1995, com a Lei das Concessões (Lei 8.987/95), a instituição do livre acesso, a criação do produtor independente, o consumidor livre e a rede básica (Lei 9.074/95). Merecem destaque também a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel (Lei 9.427/96), a regulamentação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a definição das regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Lei 9.648/98); fatos estes que resultaram na desverticalização e segmentação do setor: geração, transmissão, distribuição e comercialização, abrindo-se aos investimentos privados (Silva, 2005).

Entre as mudanças implementadas, cabe destacar as seguintes:

- ✓ As concessões de geração não são mais "dadas" à concessionária que atua na região do empreendimento, passando a ser licitadas;
- ✓ Criação do Produtor Independente de Energia – PIE - que, diferentemente do gerador de serviço público, opera por sua conta e risco, sem mercado garantido;
- ✓ Criação do consumidor livre, que pode escolher livremente seu fornecedor;

- ✓Criação do comercializador - agente sem ativos físicos - que, lastreado em uma combinação adequada de contratos de compra de energia, será uma opção de fornecimento aos consumidores livres;

- ✓Criação da agência reguladora do setor elétrico, com o objetivo de regular e fiscalizar a prestação do serviço de energia elétrica - em um novo ambiente com agentes privados e estatais – visando à modicidade tarifária e a melhoria contínua do serviço;

- ✓Expansão da Rede Básica, malha principal de transmissão, por meio de um planejamento determinativo e através de licitação aberta à entrada de novos agentes;

- ✓Criação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, para permitir a livre comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado nacional;

- ✓Procedimentos de autorização para usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e fontes alternativas, que agilizam a outorga a investidores devidamente qualificados.

O Novo Modelo Institucional do setor elétrico brasileiro, proposto pelo governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva (período 2003 – 2006), foi definido a partir das Medidas Provisórias - MP n° 144 e 145. A primeira MP foi convertida na Lei n° 10.848, e a segunda na Lei no 10.847, ambas de 15 de março de 2004. Estas tratam, respectivamente, do Novo Modelo, concebido para atendimento ao MAE e ONS e em fase de implantação, e da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). No novo modelo, foram preservadas as funções de contabilização e liquidação do MAE, nos dois novos ambientes de contratação previstos, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Os ajustes foram, posteriormente, complementados pelos seguintes Decretos:

- ✓Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, entre outros;

- ✓ Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, que constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, de que trata o art. 14 da Lei nº 10.848/2004;

- ✓ Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, o qual regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848/2004 e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;

- ✓ Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, que cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social, dentre outras providências.

O Brasil está priorizando o desenvolvimento de metodologias mais adequadas para a precificação das tarifas. Podem-se citar, como exemplo, as alterações nas resoluções recentes da metodologia de cálculo da TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão), da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e a licitação, em andamento, para aprimoramento da metodologia da Empresa de Referência, utilizada para as revisões tarifárias periódicas. A elaboração do PRODIST (Procedimentos da Distribuição) também é uma iniciativa do órgão regulador no sentido de disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica. A implantação do PRODIST trará um grande banco de dados que contribuirá nas simulações de novas tarifas.

Os estudos de maior aproveitamento dos ativos das concessionárias e a criação de novas tarifas que levem em consideração esse aproveitamento, beneficiando o consumidor e a concessionária, pouco têm-se desenvolvido.

1.2 Objetivos da Dissertação

Esta dissertação teve sua parte prática executada no contexto do CPFL PD 111 - Estudo para Avaliação de Impactos Econômicos decorrentes da Implantação de Tarifas Modificadas e Oportunidades para Eficiência Energética, desenvolvido com o objetivo de testar a possibilidade

de novas tarifas horosazonais através de um estudo de caso, no qual foram realizadas pesquisas de campo, entrevistas e medições em consumidores industriais ligados em A4[1]. As pesquisas de campo tiveram o auxílio da equipe do projeto PD111 e de empresas contratadas para o serviço.

Durante as últimas décadas, o setor elétrico tem introduzido poucas modificações no que se refere à modalidade de tarifas aos seus consumidores, sendo que as mudanças mais radicais foram implantadas no início da década de 80 com a introdução das tarifas horosazonais verde e azul. Mais recentemente, os processos de reajustes tarifários têm dominado as discussões e, mesmo assim, pouco se avançou.

Dessa forma, este trabalho tem por objetivo analisar a viabilidade de introdução de novas tarifas horosazonais, com base nas perspectivas de melhorias na estrutura tarifária e que redundem em um custo atrativo para o consumidor.

1.3 Escopo do Trabalho

O trabalho está dividido em sete capítulos mais as conclusões.

O capítulo 1 aborda as principais diferenças entre os governos dos presidentes Fernando Henrique Cardoso e Luiz Inácio Lula da Silva, além de apresentar os objetivos da dissertação e o escopo do trabalho.

O segundo capítulo descreve as tipologias e metodologias das tarifas horosazonais no Brasil e no mundo. Neste capítulo, aborda-se também a implantação dessas tarifas e seu desenvolvimento, incluindo as tarifas de fornecimento interruptível e fornecendo um histórico dos fatos mais importantes sobre o assunto, ocorridos de 1957 a 2006. O capítulo 2 ainda apresenta os resultados com as experiências na implantação destas tarifas, inclusive aqueles com pilotos da

[1] Grupo "A": grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV; subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV.

tarifa amarela, ainda não efetivada no país. Da mesma forma, faz-se uma abordagem dos sistemas tarifários de França, Canadá, Estados Unidos e Portugal.

No capitulo 3 são descritos os custos marginais de geração, transmissão e distribuição, abordando-se fórmulas de cálculo e alterações recentes implementadas pela Aneel. Os tipos e metodologias de cálculo das tarifas de uso da transmissão e distribuição TUST e TUSD e uma discussão de aspectos econômicos, financeiros, sociais, operacionais e outros na formação tarifária também estão presentes neste capítulo.

O quarto capítulo trata da análise benefício-custo com a implantação de novas tarifas horosazonais, destacando os principais itens considerados para uma concessionária de distribuição.

O capítulo 5 discute as possibilidades de desenvolvimento de novas tarifas horosazonais no Brasil, enquanto o sexto capítulo trata de algumas possibilidades de avanços metodológicos no cálculo de custos marginais e das tarifas horosazonais, que nelas se baseiam, e uma discussão sobre a questão do sinal locacional na transmissão e na distribuição.

O capítulo 7 destina-se ao estudo de caso, o qual foi elaborado em três etapas - pesquisa de campo I, II e III. A pesquisa de campo I objetivou escolher os segmentos industriais de maior potencial para a modulação de carga. A pesquisa de campo II foi feita com o objetivo de se conhecer melhor o perfil de demanda dos consumidores dos segmentos selecionados na pesquisa de campo I, inclusive com detalhes de processos para se conhecer as possibilidades de modulação. A pesquisa de campo II permitiu ainda escolher consumidores para os testes de simulações de novas tarifas. A Pesquisa de Campo III foi feita em uma sub-amostra dos consumidores da pesquisa de campo II e teve como propósito o levantamento de dados técnicos que auxiliassem na avaliação quantitativa dos impactos econômicos de um terceiro posto tarifário nesses consumidores. Nesse capitulo, são demonstrados os resultados do ponto de vista do consumidor e da concessionária com a implantação de uma nova tarifa horosazonal.

2 As Tarifas Horosazonais no Brasil e no Mundo

2.1 Tarifas de Energia Elétrica

Há diversos fatores que influenciam o custo do fornecimento de eletricidade, e o objetivo de uma estrutura tarifária eficiente é refletir, ao menos, os mais importantes destes fatores nos preços. Por exemplo, a energia elétrica pode ser suprida de uma forma mais barata em altas tensões do que em baixas tensões. Incrementos de demanda durante períodos de tempo, específicos ou curtos, podem requerer uma expansão da capacidade de produção, transmissão ou distribuição a fim de que se mantenha um nível de confiabilidade adequado. Estes incrementos, se adequadamente deslocados, podem ser atendidos através de usinas, subestações e linhas de transmissão e distribuição existentes que, de outra forma, permaneceriam, ao menos parcialmente, ociosas. Outros determinantes da estrutura de custos são o fator de potência, a localização e a densidade de consumidores.

Em síntese, segundo um conceito moderno de tarifa de energia elétrica, visa-se tanto a prover um retorno financeiro satisfatório para os agentes que realizam os investimentos e operam o sistema, como passar sinais econômicos para os consumidores, indicando-lhes onde (locacional) e quando (temporal) o fornecimento é mais barato.

Para se atingir o objetivo econômico mencionado, é fundamental que as tarifas levem em conta, além dos custos médios, os custos marginais associados ao fornecimento e, em alguns casos, os "custos padrão" e os "custos de oportunidade". A importância relativa destes dois últimos tipos de custo tem aumentado nos últimos anos, em função da reestruturação do setor elétrico e das novas formas de regulação tarifária do setor.

2.2 Tipologia das Tarifas de Energia Elétrica

As tarifas de energia elétrica podem ser classificadas em tarifa monômia - constituídas por preços aplicados exclusivamente ao consumo de energia elétrica ativa, e tarifa binômia - constituídas por preços aplicáveis ao consumo e demanda de energia elétrica (Resolução Aneel 456/2000).

As tarifas podem ser aplicadas em degraus ou em blocos (FORTUNATO et alii, 1990), decrescentes ou crescentes com o consumo de energia, em estruturas monômias ou binômias. Em sistemas elétricos relativamente incipientes, onde ainda se busca obter grandes economias de escala, é comum encontrar tarifas com degraus ou blocos decrescentes com o consumo, de forma a incentivar o seu crescimento, por parte dos consumidores. Podem-se mencionar, como exemplo, os primeiros anos de funcionamento, após a implantação, de sistemas de eletrificação rural. As "tarifas sociais" constituem um bom exemplo de tarifas em degraus ou em blocos crescentes com o consumo; nestas o que se anseia é a racionalização do uso da energia da energia elétrica.

A tarifa binômia pode ser considerada tanto na estrutura tarifária convencional, quanto na horosazonal. Na convencional aplicam-se tarifas de consumo e de demanda, independente das horas de utilização no dia e nos períodos do ano, enquanto que a horosazonal considera essa diferenciação.

No Brasil, os consumidores são classificados pela tensão em que são atendidos. Há duas grandes modalidades tarifárias – alta tensão ou grupo A e baixa tensão ou grupo B.

Os consumidores atendidos em baixa tensão (127 ou 220 V) são subdivididos nas seguintes categorias: B1 – residencial; B2 – rural; B3 – demais classes e B4 – iluminação. Eles são cobrados apenas pela energia (kWh) que consomem. Há grandes diferenças entre as tarifas dos diversos segmentos de consumidores de baixa tensão (INEE, 2003).

Os consumidores atendidos em alta tensão (superior a 2300 V) têm uma tarifa binômia, ou seja, são cobrados tanto pela sua demanda de potência, ou só "demanda", no jargão do setor

elétrico brasileiro (kW), quanto pelo seu consumo de energia (kWh). Eles são subdivididos nos seguintes subgrupos: A1 – 230 kV ou mais; A2 – 88 a 138 kV; A3 – 69 kV; A3a – 30 a 44 kV; A4 – 2,3 a 25 kV e AS – subterrâneo. Estes consumidores podem se enquadrar em uma de três alternativas tarifárias: a convencional e dois tipos de tarifas horosazonais a azul e a verde.

2.3 Implantação e Desenvolvimento das Tarifas Horosazonais e Tarifas de Fornecimento Interruptível no Brasil

Em 1957, estabeleceu-se o marco inicial do processo de definição de tarifas, através da publicação do Decreto nº 41.019, de 26/02/57, com as principais características:

a) Regulamentação dos serviços de energia elétrica;

b) No capítulo VII, artigos de 163 a 177 - tratavam do assunto tarifas, com definição do serviço pelo custo para os próximos 3 anos;

c) Garantia a remuneração da Empresa sobre o investimento;

d) Vedava a discriminação entre consumidores dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço;

e) O artigo 165 definia custo do serviço como:

- despesas de exploração;

- quota de depreciação (5% para todos os bens, exceto usinas térmicas - 8%);

- quota de amortização ou reversão (3%);

- remuneração do investimento - 10 %;

- possíveis excessos ou deficiências de remuneração eram creditados ou debitados na chamada "Conta de Resultados a Compensar - CRC" (AMENDOLA, 2004).

Em 1968, o Decreto nº 62.724, de 17/05/1968, introduziu no Brasil pela primeira vez a tarifa binômia, com sinais de demanda e energia. O modelo concebido para a estrutura tarifária partia da separação do custo total do serviço em custos fixos e custos variáveis, associando a tarifa de demanda ao investimento e à remuneração e a tarifa de energia às despesas operacionais. As componentes da tarifa de demanda eram: a) remuneração legal; b) quota de reversão; c) quota de depreciação; d) saldo da CRC; e) parcela do custo da demanda relativa à energia comprada; f) diferenças de câmbio de empréstimos feitos junto a organismos internacionais. As componentes da tarifa de energia eram: a) despesas de exploração (exclusive da demanda relativa à energia comprada => já contemplada); b) impostos e taxas governamentais.

A Portaria DNAEE nº 96, de 07/06/1968, regulamentou o decreto Decreto nº 62.724 e definiu todo o processo de cálculo tarifário. Foi a primeira tentativa de alocar encargos de demanda e energia de forma proporcional aos níveis de tensão a que o consumidor está conectado (AMENDOLA, 2004).

Em 1974, através do Decreto Lei nº 1.383, de 26/12/1974, o governo efetuou uma profunda reformulação na estrutura tarifária em todo o território nacional, implantando a progressiva equalização tarifária, preço único para todos os consumidores atendidos dentro do mesmo grupo de tensões de fornecimento.

Até 1974, as tarifas eram diferenciadas por regiões do país, refletindo o custo do serviço efetivo das concessionárias. Para compensar ganhos ou perdas de receita das empresas, foi criada a Reserva Global de Garantia (RGG), como mecanismo de transferência de recursos entre as empresas, com a intenção de desenvolver as regiões menos favorecidas. Empresas que demonstravam taxa de remuneração média inferior a 10% recebiam recursos deste fundo; consequentemente, as mais rentáveis cediam recursos a este fundo . Era uma forma velada de subsídio (AMENDOLA, 2004).

Ao longo dos anos, a fixação de tarifas serviu como instrumento econômico, caso da equalização tarifária, ou como política inflacionária no período de 1975 a 1986, esta última tendo como consequência uma forte crise financeira no setor.

As necessidades de investimentos em expansão para o sistema elétrico e a dificuldade na acumulação de recursos próprios em função das políticas tarifárias impuseram um desafio ao Setor Elétrico na busca de uma melhor utilização da capacidade instalada do sistema e um melhor uso dos equipamentos, por parte dos consumidores. Foi verificado que incentivos tarifários poderiam induzir os consumidores ao uso mais racional das instalações existentes, programando suas demandas para horários e estações do ano com melhores condições das fontes hidroelétricas (período úmido) ou ociosidade nos sistemas de transmissão e distribuição (horário fora de ponta). Para determinar esses incentivos, era necessário o conhecimento dos custos de energia elétrica em diversos níveis de tensão e posição geográfica da rede bem como das horas do dia e estações do ano em que a mesma era consumida. Esses custos podiam ser obtidos através da teoria marginalista, que já vinha sendo praticada com sucesso em diversos países do mundo (DNAEE, 1985).

No Brasil, a metodologia marginalista foi desenvolvida no Ministério de Minas e Energia em Programação Conjunta DNAEE/ELETROBRÁS/Concessionárias de Energia Elétrica, consultoria da Electricité de France – EDF e apoio do Banco Mundial. Entre 1977 e 1979, realizou-se um primeiro estudo, publicado com o título "Estrutura do Sistema Tarifário Brasileiro de Energia Elétrica com Base nos Custos Marginais". Em 1980 e 1981, foi realizado um estudo mais completo e com a participação de um maior número de profissionais, intitulado "Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica", resultando as tarifas com base nos custos marginais de fornecimento. A aplicação das tarifas horosazonais, iniciada em 1982, trouxe benefícios substanciais para o consumidor, para as concessionárias e para o setor elétrico (DNAEE, 1985).

Esses estudos resultaram em 3 tipos de tarifas: Azul e Verde (binômias) e Amarela (monômia), as quais foram introduzidas através da publicação de decretos e portarias.

O Decreto Federal 86.463/81, de 13/10/1981 - "Tarifas horosazonais" - indica que o custo do serviço do fornecimento de energia elétrica deverá ser repartido entre os componentes de

demanda de potência e de consumo de energia, de modo que cada grupo ou subgrupo, se houver, de consumidores responda pela fração que lhe couber (Art. 14).

A Portaria nº 046 do Ministério de Minas e Energia, de 14/01/1982, determina ao DNAEE a implantação de tarifas de energia elétrica diferenciadas conforme os períodos do ano e os horários de utilização de energia. Para a aplicação da tarifa azul, o DNAEE emitiu ainda as portarias 060/82, 075/82 e 165/84. A implantação efetiva da tarifa azul ocorreu em 05 de novembro de 1984 com a Portaria nº 165/84 (XXII – a aplicação das tarifas horosazonais será obrigatória a partir das seguintes datas: A1, A2 e A3 - janeiro de 1986 e A4 e AS - janeiro de 1987).

Na nova estrutura de tarifação horosazonal, estabelecida pelo DNAEE através da Portaria nº 033, de 11/02/88, consumidores poderão optar pelas tarifas azul, verde ou convencional de acordo com os critérios estabelecidos para sua aplicação na portaria.

Em 1990, a Portaria nº 160 do DNAEE, de 09/07/1990, cria o Programa de Revisão Tarifária, que tem como objetivo atualizar e/ou rever as características da carga, dos custos marginais de produção, transmissão e distribuição e dos custos marginais de fornecimento, de modo a dotar o DNAEE de condições necessárias para determinar o nível e a estrutura das tarifas de fornecimento ao consumidor final e suprimento de energia elétrica entre as concessionárias.

Em 1993, a Lei nº 8.631, de 04/03/1993, dispõe sobre a fixação dos níveis de tarifas para o Serviço Público de Energia Elétrica, extingue o regime de remuneração garantida - Tarifas Pelo Custo do Serviço e elimina as tarifas de fornecimento unificadas no território nacional.

Em 1995, a Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, em seu § 6° do art. 15, assegura aos fornecedores e respectivos consumidores livres acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado em critérios fixados pelo poder concedente.

Em 1996, o disposto no inciso XVIII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, impõe "fixar os critérios para cálculo do preço de transporte de que trata o § 6° do art. 15 da Lei n° 9.074/95 e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos" (inciso VI).

Em 1999, já sob a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica, que substituiu o DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, a Resolução Aneel n° 142, de 09 de junho de 1999, estabelece as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão.

Ainda neste ano, a Resolução Aneel n° 281, de 01/10/1999, estabelece as condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, compreendendo o uso e a conexão. No anexo da resolução, estabelece-se a metodologia para o cálculo das tarifas e encargos nodais.

A Resolução Aneel n° 282, de 01/10/1999, estabelece as tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Interligado.

Neste mesmo ano, a Resolução Aneel n° 286, de 01/10/1999, estabelece as tarifas de uso das instalações dos sistemas de distribuição de energia elétrica, abaixo de 69 kV, com base nos custos marginais de expansão até cada nível de tensão.

Em 2001, a Resolução Aneel nº 594, estabeleceu uma metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esta está descrita na Nota Técnica como Metodologia de Cálculo da TUSD. Utilizando a metodologia desta Resolução, no período compreendido entre dezembro de 2001 a fevereiro de 2002, foram publicados valores de tarifa de uso do sistema de distribuição de energia elétrica para 57 distribuidoras.

Em 2002, a REO – Resoluções Outras n° 14, de 22/11/2002, estabelece diretrizes para a Agência Nacional de Energia Elétrica revisar a metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST.

Neste mesmo ano, o Decreto nº 4.562, de 31/12/2002, estabeleceu em seu § 1º do art. 1º que, na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição, "serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo".

Em 2003, atendendo ao disposto no Decreto nº 4.562, foi publicada a Resolução Aneel nº 152, de 03/04/2003, alterando a metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica e incorporando as novas regras e conceitos de revisão tarifária para o cálculo da receita requerida de distribuição.

Ainda em 2003, o Decreto n° 4.713, de 29/05/2003, estabelece diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST.

Em 2004, a Aneel emitiu a Resolução Normativa nº 117, de 03/12/04, alterando a sistemática de cálculo das TUST. Dentre as mudanças efetuadas, ressaltam-se duas características: 1) o uso das capacidades nominais de longa duração, constantes dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, para as linhas de transmissão e transformadores de potência integrantes da Rede Básica (art. 2º, inciso V); 2) para as unidades geradoras, cujo Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado não tenha se alterado em relação ao ano tarifário anterior, as suas TUST serão reajustadas por um fator de atualização único (Art. 4º inciso I e art. 5º).

Essas alterações foram consideradas no cálculo das TUST do período 2006/2007, publicadas na Resolução Homologatória Aneel n° 354, de 27/06/2006. Esta estabelece o valor das tarifas de uso do sistema de transmissão de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional e fixa a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional.

Devido às regras de composição da Rede Básica fixadas pela Resolução Normativa Aneel n.º 067/2004, o Programa Nodal foi modificado para permitir o cálculo da TUST-FR, porém, mantendo integralmente a Metodologia Nodal originalmente desenvolvida para cálculo da TUST-RB, conforme dispõe a Resolução nº 281/1999. A versão do programa e respectivo manual de uso, a atualização da descrição metodológica e os dados utilizados para simulação das tarifas nodais no período 2006/2007 encontram-se no site da Aneel.

Em 2005, a Aneel emitiu a Resolução Normativa n° 166, de 10/10/2005, que estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica.

2.3.1 Tarifas Horosazonais

TARIFAS AZUL E VERDE

A portaria nº 046 do Ministério de Minas e Energia, de 10/01/1982, determinou ao DNAEE que considerasse como tarefa prioritária, para o ano de 1982, a implantação de tarifas de energia elétrica diferenciadas conforme os períodos do ano e os horários de utilização de energia. Além disso, determinou-se aos concessionários de serviços públicos que estruturassem seus sistemas de medição, leitura e faturamento. O estudo "Estrutura Tarifária para Energia Elétrica no Brasil e suas Implicações aos Intercâmbios", elaborado pelo DNAEE e ELETROBRÁS em dezembro de 1983, criou a base para o atendimento desta portaria aos consumidores finais, baseados em tarifas a custos marginais.

Em 1984, a CPFL já havia implantado a sistemática das tarifas de referência horosazonais para os consumidores dos grupos A1, A2 e A3 (só 69 kV), além de continuar o estudo para a aplicação no grupo A4. Com o emprego dessa sistemática, o resultado no faturamento da empresa teve alterado o peso relativo de demanda e energia de cerca de 60% e 40% para 40% e 60%, havendo uma substancial redução de receita, agravada pelo fato de não ter ocorrido compensação nas compras de energia e demanda (ASAAD et al., 1984).

A implantação na CPFL da estrutura de tarifação horosazonal, estabelecida pelo DNAEE através da Portaria nº 033, de 11/02/88, ocasionou uma redução no faturamento de 1,75%, o que correspondia na época a 0,7% na receita total da empresa. Os tipos considerados para o estudo foram TSV – Tarifa Simples Verde, THV – Tarifa Horária Verde, THA – Tarifa Horária Azul comparados com a Tarifa Binômia Convencional, estrutura anterior (CPFL,1988).

Hoje, a tarifa azul é aplicada considerando-se a demanda de potência com preços diferentes para o horário de ponta e fora de ponta e consumo de energia diferenciado em 4 preços horário: de ponta e fora de ponta em períodos seco e úmido. Já a tarifa verde considera um preço único

para a demanda de potência e os mesmos 4 preços diferenciados para consumo de energia da tarifa azul. O horário de ponta é o período definido pela concessionária composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados (Resolução Aneel n° 456/2000).

TARIFA AMARELA

A tarifa amarela é uma tarifa monômia simples - dois preços de consumo kWh - destinada aos consumidores que disponham de equipamentos que lhes permitam consumir, de preferência, durante as horas do dia em que o sistema está menos carregado. Diversas empresas concessionárias distribuidoras - CPFL, CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), COPEL (Companhia Paranaense de Energia) - dentre outras, chegaram a elaborar estudos e, até mesmo, pilotos de implantação da chamada tarifa amarela. Esta é uma versão mais simplificada de tarifa horosazonal para consumidores residenciais e comerciais de menor porte. Nenhuma delas, no entanto, implantou de forma definitiva esta opção tarifária.

A COPEL iniciou os estudos em 1994 para a implantação da tarifa amarela, a qual, em outubro e novembro de 1996, foi aplicada em uma amostra de 350 clientes convidados. Destes,, houve uma adesão de 95% ou 333 clientes residenciais. Os preços praticados foram acrescidos de 223,7% no valor da tarifa na ponta e tiveram um desconto de 46,1% fora da ponta.

Por determinação da Aneel, os clientes pagaram o menor valor entre os faturamentos aplicados com a tarifa normal e a amarela. Os resultados imediatos, depois de implantada na conta de energia de 229 medições válidas, foram: faturas com desconto - 152 clientes (66%) - e faturas com acréscimo - 77 clientes (34%). Oito meses depois, o universo com desconto era de 45%, a redução da ponta 10%, e a perda de receita 14%. A pesquisa de satisfação mostrou que a tarifa amarela foi aprovada por 91% dos clientes, sendo que 70% destes aderiram motivados pelo sinal preço, indicando esta ser mais interessante para quem utiliza de forma mais intensiva. O trabalho apresenta também uma análise de custo-benefício e concluiu que a tarifa amarela era inviável para a concessionária.

Em 1998, a COPEL estendeu o programa para uma outra amostra de 900 clientes que, somados aos 250 do piloto, totalizaram 1150. Destes, em 2000, 920 permaneciam optantes. O resultado foi um aumento de consumo de 4,6% fora da ponta, contra 1,4% de uma amostra semelhante na tarifa convencional. Além disso, houve redução no valor da fatura em 8% para aqueles com consumo superior a 500 kWh. A pesquisa de satisfação apontou que 70% dos consumidores estão satisfeitos e 91% pretendem continuar. A relação benefício/custo foi de 0,71. É necessário incrementar as vendas para não haver perda de receita (CAMARGO, 2000).

Outro caso a ser mencionado, segundo Tupiassú e Lima (2002), é a experiência da CELPA (Centrais Elétricas do Pará) em estudo de tarifa diferenciada no período de racionamento de energia. O trabalho apresentou os seguintes princípios para implantação da tarifa amarela:

- Inclusões opcionais e de livre escolha do consumidor;

- Incentivar o uso fora do horário de ponta;

- Cobrir os custos marginais da CELPA;

- Manter o mesmo valor de faturamento ao consumidor que não modificou o seu hábito de consumo, ou seja, manteve a mesma tipologia de curva de carga diária;

- Promover um desconto na fatura em função da sua modulação de carga;

- Evitar perdas econômicas e de receita;

Os faturamentos foram calculados para os valores vigentes em 2002, definidos pela Aneel por meio da Resolução nº 623, de 21/12/2001, e atualizados pelos índices verificados a partir de então (TUPIASSÚ & LIMA, 2002).

2.3.2 Tarifas de Fornecimento Interruptível

Energia interruptível é a energia elétrica suplementar à energia assegurada total do sistema interligado, que pode ser fornecida ou interrompida em função das condições de atendimento

definidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A energia interruptível está relacionada à energia secundária do sistema. Esta é a parcela do total de energia, que exceder o montante de energia assegurada do sistema, produzida e rateável pelos geradores, membros do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

A venda de energia secundária pode ser bastante atrativa para as empresas concessionárias de sistemas predominantemente hidroelétricos nos anos de elevada hidraulicidade, ajudando a preencher vales nas suas curvas de carga. Em geral, também há um aumento da posição competitiva das indústrias que assinam este tipo de contrato de fornecimento de energia interruptível. Tal contrato garante a venda de energia mais barata somente quando o sistema hidrotérmico tiver água suficiente nos reservatórios das usinas hidroelétricas e a hidrologia for favorável. No Brasil, existe este tipo de fornecimento interruptível desde a primeira metade dos anos 1980, quando foi instituída a tarifa de energia secundária, conhecida como Energia Garantida por Tempo Determinado (EGTD). No entanto, é importante ter em mente que, de acordo com as regras de operação centralizada do sistema interligado nacional, há muitos anos, a energia secundária é utilizada prioritariamente para substituir geração termelétrica, permitindo, desta forma, a minimização dos custos operacionais do sistema.

Os contratos de fornecimento interruptível no período da ponta são assinados com consumidores industriais que concordem em ter suas cargas interruptíveis desligadas por um determinado período de tempo, sendo acertado um prazo entre o aviso e a efetiva suspensão do fornecimento. Também como condicionante desta operação, a unidade consumidora deverá substituir a geração própria, no horário de ponta, para fazer jus à opção de aquisição da energia secundária interruptível pela concessionária. Atualmente, em função da necessidade de aquisição de 100% da energia a ser fornecida aos consumidores de sua área de concessão e de contar com uma flexibilidade de apenas 3% com penalidades impostas pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) em caso de sobras ou falta de energia em intervalos de tempo, as empresas têm lançado mão da comercialização de EST (Energia para Substituição Térmica). Esta requer que o comprador interrompa a geração própria, geralmente no horário de ponta, para utilizar essa alternativa mais econômica. Com isso, a concessionária ganha mais flexibilidade e não está lastreada pela energia secundária.

Outro tipo de contrato de energia interruptível é aquele em que a carga interruptível do consumidor é cortada, pela empresa concessionária, através de sinais elétricos enviados pela própria rede; por exemplo, sempre que a concessionária necessitar de folga de potência, antes de comprometer a segurança operativa do sistema ou de colocar em operação unidades com elevados custos marginais de curto prazo. Como retorno, esses consumidores recebem descontos substanciais no consumo destas cargas, o que aumenta sua posição competitiva.

Este contrato possibilita à empresa concessionária uma maneira de vender energia sem vender capacidade. Ele é interessante para aqueles consumidores que podem modular sua carga ou parte dela, no período da ponta, ou então utilizar geração própria competitiva neste período. As interrupções são limitadas quanto ao seu número por dia, quanto ao intervalo de tempo entre elas e quanto ao tempo máximo de interrupção por evento e por dia. Os descontos crescem com o aumento do número e da duração das interrupções e com a diminuição do intervalo entre elas. No Japão, por exemplo, algumas empresas concessionárias de energia elétrica possuem várias opções de contratos interruptíveis, cujo desconto aumenta em função da antecedência do aviso de desligamento do consumidor, que pode ser de um dia, três horas ou sem aviso prévio (ASANO, 1992). No setor elétrico brasileiro, ainda não existe este tipo de contrato de energia interruptível, perdendo-se com isto boas oportunidades de se modular a carga de grandes consumidores.

2.4 Experiência Internacional com Tarifas Horosazonais e Tarifas de Fornecimento Interruptível no Período da Ponta

2.4.1 A Larga Experiência da Electricité de France – EDF

As tarifas francesas evoluíram nas duas últimas décadas em direção: (i) a postos tarifários horosazonais mais refinados, que acompanharam as modificações nas curvas de carga dos vários grupos e subgrupos de consumidores e, principalmente, (ii) à oferta de novas opções tarifárias aos

consumidores, permitindo a eles explorar melhor suas potencialidades em termos de modulação de carga. Infelizmente, não houve um progresso semelhante nas tarifas do setor elétrico brasileiro (CARVALHO & BAJAY, 1997; BAJAY, 1999).

Entre as inovações tarifárias que ocorreram neste período na França, podem-se destacar as tarifas em tempo real, a classificação dos consumidores por nível da capacidade de fornecimento da demandada do sistema e não mais por nível de tensão, e a criação de uma grande variedade de novas opções tarifárias, algumas com um elevado número de postos tarifários e outras incorporando o conceito de "ponta móvel", invenção francesa que tem auxiliado a EDF a gerenciar sua volátil ponta anual, ocasionada pela elevada carga de eletrotermia existente naquele país. Esta ponta ocorre no inverno e sua magnitude e duração são muito sensíveis ao rigor das condições climáticas vigentes a cada ano. Vale mencionar também a existência na França de tarifas horosazonais para consumidores residenciais, incorporando, inclusive, o princípio da ponta móvel.

Abaixo alguns exemplos de tarifas praticadas na EDF:

Demanda de 3 a 36 kVA – Azul

- ✓ Diferentes níveis de potência contratado;
- ✓ Preços energia sazonalizados;
- ✓ Considera dias da semana, 300 dias azuis, 44 dias brancos, 22 dias vermelhos, com preços diferenciados e mais baratos durante a noite nas horas de baixo consumo.

Demanda de 36 kVA a 250 kVA - Amarela

- ✓ Períodos sazonais - Inverno (5 meses): novembro a março, inclusive e Verão (7 meses): abril a outubro, inclusive;
- ✓ Períodos horários - Horas cheias: 16 horas por dia, 7 dias por semana e Horas de baixo consumo: 8 horas por dia, eventualmente não contíguas, 7 dias por semana;
- ✓ No inverno, ponta móvel : 18 horas por dia, 22 dias por inverno;

- ✓Bônus por potência suplementar em períodos de baixa demanda.

Acima de 250 kVA – Verde

- ✓Períodos sazonais - inverno, verão e meia estação; Períodos horários - ponta, horas de baixo consumo, horas cheias;
- ✓Por potência com horas anuais de duração;
- ✓Modulável, ponta móvel - períodos definidos praticamente em tempo real.

Concessionárias de diversos países têm seguido o exemplo da EDF desde a década de 1970, embora, em geral, com um menor grau de ousadia. Pode-se mencionar, dentre eles, os EUA, Canadá e Portugal.

2.4.2 Experiências em Outros Países

CANADÁ

- ✓Normal, sem distinções horosazonais;
- ✓Por tempo de uso, ponta, fora de ponta, verão, inverno e intermediário;
- ✓Distinção em função do nível de tensão, 0,75 a 60 kV.

EUA

Tarifas com base na demanda em kW:

- ✓Normal, sem distinções horosazonais;
- ✓Tarifas sazonais sem distinções horárias;
- ✓Por tempo de uso, ponta e fora de ponta, verão e inverno;

- ✓Ponta parcial;

- ✓Gerenciamento de carga, interruptível, ponta e fora de ponta, verão e inverno.

PORTUGAL

O fornecimento em BT (baixa tensão) pode ser desagregado em fornecimento em BTE (baixa tensão especial), para potências contratadas superiores a 41,4 kVA, ou fornecimento em BTN (baixa tensão normal), para potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4 kVA. Em BTE são oferecidas duas opções tarifárias dependentes da utilização da potência: médias e longas utilizações. Nos fornecimentos em BTN, existem cinco opções tarifárias, discriminadas em função dos limites de utilização da potência e da sazonalidade.

Para a MT (média tensão), a tensão entre fases é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV. Divide-se em quatro períodos horários: ponta, carga alta, média e baixa. Subdivide-se em três opções tarifárias: de curta utilização, de média utilização e de longa utilização.

Na AT (alta tensão), a tensão entre fases é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV, e a potência contratada igual ou superior a 6MW. Divide-se em quatro períodos horários: horas de; ponta, carga alta, média e baixa. Subdivide-se em três opções tarifárias: de curta utilização, de média utilização e de longa utilização.

Para a MAT (muito alta tensão), a tensão entre fases é superior a 110kV, e a potência contratada igual ou superior a 25MW.

3 Custos Marginais de Geração, Transmissão e Distribuição

3.1 Introdução

Em geral, os custos do sistema podem ser desagregados em custos de potência e energia. Os custos marginais de potência referem-se basicamente aos custos incrementais de investimento em equipamentos de geração, transmissão e distribuição, necessários ao fornecimento de adicionais de demanda de potência. Para sistemas puramente termoelétricos, os custos marginais de energia são os custos adicionais de operação e combustíveis, exigidos para o atendimento de incrementos de consumo de energia. Para sistemas que incluem usinas hidrelétricas, parte dos custos adicionais de investimento deve ser atribuída ao consumo de energia. Por exemplo, o custo de construção de reservatórios para regularização sazonal e/ou plurianual de afluências deve onerar os consumidores proporcionalmente a seu consumo de energia.

Além dos custos acima referidos, existem custos que independem da quantidade de energia consumida ou da potência demandada pelo consumidor. São os chamados custos associados aos consumidores ou custos de comercialização, diretamente relacionados ao número de consumidores. Incluem-se nessa categoria os custos de ligação e religação, de medição e faturamento, entre outros (BITU & BORN, 1993).

O custo marginal é definido como o custo de fornecimento para atender a um consumo unitário adicional ao existente, quer em um ponto da rede, quer em uma hora determinada ou em um dado período do ano. Informa o custo que será incorrido pelo sistema elétrico para atender o crescimento do consumo (DNAEE, 1985 - LIVRO VERDE).

No processo de produção de energia elétrica existe um risco inerente de interrupção do serviço. Este risco é explicado fisicamente pela possibilidade de falha de equipamentos, pela redução da potência disponível devido à diminuição da queda útil das usinas hidráulicas e pela possibilidade de ocorrência de uma hidraulicidade mais severa do que aquela para a qual o sistema

foi ou está sendo planejado. Além disso, está sempre presente a possibilidade de erro de previsão de carga. A estimativa da potência e da energia não supridas por estas razões, multiplicada pelo seu custo, constitui o que se chama custo do déficit (DNAEE, 1985 - LIVRO VERDE).

A energia firme é a quantidade de energia elétrica que uma usina hidrelétrica é capaz de gerar, dentro de um período especificado, mesmo nas condições hidrológicas mais desfavoráveis (NBR 5460, 1992).

A energia suplementar é a energia elétrica que uma usina hidrelétrica é capaz de gerar, além da energia firme (NBR 5460, 1992).

3.2 Custos Marginais de Curto e de Longo Prazo, de Capacidade e de Energia

Os custos marginais de curto prazo são os custos de atendimento de um incremento de consumo de eletricidade com a capacidade fixa do sistema de fornecimento de energia elétrica, caracterizando, portanto, os custos marginais de operação deste sistema.

Os custos marginais de longo prazo são definidos como os custos incrementais de todos os ajustes no plano de expansão do sistema e na sua operação, atribuídos ao esforço de suprir um crescimento incremental de energia elétrica, sustentado durante o horizonte considerado.

Quando a expansão e a operação do sistema ocorrem de forma ótima, os custos marginais de curto e de longo prazos coincidem. Caso contrário, como tem acontecido com frequência no setor elétrico brasileiro, pode haver diferenças significativas entre ambos, que devem ser resolvidas dentro da estrutura tarifária adotada.

À primeira vista, parece ser interessante utilizar os custos marginais de curto prazo como base para a construção de tarifas de energia elétrica, como se faz, por exemplo, no Chile. A indivisibilidade de boa parte dos investimentos do setor elétrico, entretanto, causa grandes flutuações nos custos marginais de curto prazo, cuja variação ao longo do tempo se assemelha a

uma curva do tipo dente de serra, com elevações substanciais, pouco antes da entrada em operação de novas instalações de grande porte, e quedas abruptas, logo após o início do funcionamento delas (MUNASINGHE & WARFORD, 1982; BITU & BORN, 1993). No caso de sistemas predominantemente hidrelétricos, como o brasileiro, há também grandes variações destes custos com as condições hidrológicas vigentes em cada ano e cada estação do ano. Tarifas refletindo tais variações normalmente não são bem aceitas pela maioria dos consumidores.

Para evitar este problema, países como França e Brasil adotaram os custos marginais de longo prazo como base para seus sistemas tarifários de energia elétrica.

Os custos marginais do fornecimento de energia elétrica, tais como os contábeis, podem ser divididos em custos de capacidade (também conhecidos como custo de ponta ou de potência), de energia e do consumidor. Os dois primeiros variam de acordo com a hora do dia (ponta e fora da ponta, ou mais categorias, se necessário), a estação do ano (chuvosa ou seca, no caso de sistemas com forte componente hidrelétrica e pequenas variações sazonais na demanda, como é o caso do Brasil), a localização geográfica do consumidor (mais ou menos próximo a usinas com baixo custo de geração), o nível da tensão de conexão à rede de distribuição ou transmissão e o fator de potência. Os custos do consumidor dependem basicamente da densidade dos consumidores e da eficiência administrativa da empresa.

No caso do setor elétrico, os custos marginais também são desagregados de acordo com a cadeia produtiva do setor, ou seja, geração, transmissão e distribuição. Para se chegar aos custos marginais para os diversos tipos de consumidores, devem-se adicionar os custos marginais de geração, transmissão e distribuição. O cálculo destes custos no setor elétrico brasileiro, segundo esta desagregação, é comentado de forma sintética a seguir.

3.3 Custos Marginais de Geração

No planejamento da expansão de um parque gerador, para se atender a um novo incremento de carga, normalmente se antecipa a data de operação de futuras usinas ou se lança mão de novas unidades de atendimento de ponta, tais como turbinas a gás, usinas reversíveis ou unidades hidrelétricas convencionais que só operam neste período. Os custos marginais de capacidade resultantes podem ser calculados com ou sem o auxílio de algoritmos computacionais para a expansão do sistema. É claro que a utilização de tais algoritmos torna a solução do problema mais rápida e precisa.

Neste caso, basta simular a trajetória de expansão e operação do sistema com e sem um certo incremento de carga, sustentado durante o horizonte de planejamento. A diferença dos custos de capacidade nas duas simulações dividida pelo incremento de carga fornece o custo marginal de capacidade. No caso de haver economia de combustível de usinas termelétricas, devido ao deslocamento de usinas menos eficientes no atendimento da curva de carga por novas usinas termelétricas - mais eficientes - ou hidrelétricas, este benefício deve ser descontado no cálculo do custo marginal de capacidade. Se a curva de permanência de carga for dividida em dois intervalos - o período de ponta e o fora de ponta, o incremento de carga referido acima deve se situar no período de ponta. Se a divisão for mais complexa, repete-se esta análise para cada período.

Usualmente, o custo marginal de capacidade é alocado completamente ao período de ponta. Contudo, quando houver riscos significativos de déficits de capacidade em períodos fora da ponta, o custo marginal de capacidade é rateado entre estes períodos, e o de ponta de uma forma proporcional aos custos de déficit em cada período (MUNASINGHE & WARFORD, 1982).

Em um sistema termelétrico, o custo marginal de energia, em um dado período da curva de carga, corresponde ao custo operacional unitário da última usina da ordem de mérito, atendendo a carga naquele período. Em um sistema hidrelétrico, o custo marginal de capacidade é baseado no custo de motorização das usinas de atendimento de ponta, enquanto que o custo marginal de

energia corresponde ao custo de expansão da capacidade de armazenamento dos reservatórios. Finalmente, em um sistema hidrotérmico, o custo marginal de energia será dado pela primeira ou segunda sistemática, dependendo da usina ser uma termelétrica ou uma hidrelétrica, respectivamente.

Em sistemas com predominância termelétrica, o requisito que prevalece na determinação das necessidades de expansão do sistema é o crescimento da demanda de ponta. Por outro lado, se o sistema for tipicamente hidrelétrico, como o sistema brasileiro, o requisito que prevalece é o crescimento da demanda de energia.

3.3.1 Custos Marginais de Geração em Sistemas Predominantemente Termelétricos

Os sistemas puramente térmicos, quase inexistentes na prática, são operados de forma ótima quando a energia flui de pontos onde a geração é mais barata para pontos onde é mais cara. Para operar racionalmente um sistema puramente térmico, deve-se prover a introdução das plantas em ordem crescente de custo de operação. Se um suplemento de consumo aparecer em um intervalo de tempo, podem ocorrer as seguintes situações para atendê-lo:

a) Aumentar a geração da térmica mais cara em operação naquele intervalo, com custo de fornecimento igual ao suplemento de combustível utilizado;

b) Partir uma outra térmica com custo de fornecimento igual ao custo de suplemento de combustível da mesma;

c) Não há disponibilidade de máquina e o suplemento de consumo não é atendido. Se o suplemento de consumo for atendido, um outro consumidor deixará de ser atendido, com consequente perda econômica de produção. O custo para a coletividade do não atendimento do consumidor suplementar será igual ao “custo do déficit” (CAMOZZATTO, 1989).

Dessa forma, os custos marginais de geração serão determinados pela última usina, aquela com a energia mais cara, uma vez que a introdução dos mesmos se dá por ordem crescente de custo de operação.

3.3.2 Custos Marginais de Geração em Sistemas Predominantemente Hidrelétricos

Nos sistemas hidráulicos, para se determinar como será feito o atendimento de um consumo suplementar em um intervalo considerado, é necessário conhecer os valores da curva de carga prováveis e o volume de água nos reservatórios. O nível de água nos reservatórios definirá a potência disponível no sistema em função dos rendimentos da máquina, da altura da queda e da vazão turbinada.

Duas situações poderão ocorrer ao surgir um suplemento de consumo:

a) A potência disponível é insuficiente, e ocorrerá um déficit no sistema;

b) A potência disponível no sistema é suficiente e alguns metros cúbicos suplementares de água são turbinados para o atendimento do consumo adicional.

No primeiro caso, o custo para a sociedade será igual ao custo do déficit. No segundo, gasta-se um pouco mais de água com um custo supostamente nulo, face ao caráter aparentemente gratuito de sua disponibilidade. Porém, em termos energéticos, a água acumulada no reservatório é a única garantia da manutenção da continuidade do fornecimento de energia elétrica. Isto implica que o uso da água reduza a garantia do fornecimento e acresça o risco de déficit futuro. Dessa forma, o kWh suplementar, armazenado em um sistema de energia elétrica puramente hidráulico, possui um valor econômico perfeitamente definido e igual ao custo esperado do déficit que ele será capaz de economizar no futuro.

3.4 Custos Marginais de Transmissão

O sistema interligado de transmissão no Brasil é constituído pela rede básica, responsável pelo escoamento da potência gerada para os centros consumidores. A variável que determina o desenvolvimento dessa rede é a potência instalada nas usinas. O sistema de transmissão tem de ser dimensionado para permitir o escoamento de toda a vazão turbinável, sem que haja vertimento desnecessário de água. A rede básica é constituída pelas linhas de transmissão com nível de tensão maior ou igual a 230 kV.

A Resolução Aneel n° 281, de 01/10/1999, estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição são devidos por todos os usuários, calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados, por ponto de conexão, de conformidade com as fórmulas, definidas no Art. 14 desta Resolução.

Os montantes de uso associados a unidades geradoras são determinados pelas máximas potências injetáveis nos sistemas, calculadas pelas potências nominais instaladas, subtraídas dos consumos próprios e dos fornecimentos feitos diretamente de suas subestações ou através de instalações de uso exclusivo de consumidores (Art. 14 § 4º da Resolução n° 281).

Os montantes de uso associados às unidades consumidoras e concessionárias ou permissionárias de distribuição devem ser determinados pelos maiores valores entre os contratados e os verificados por medição, por ponto de conexão, em cada período tarifário (Art. 14 § 2º da Resolução n° 281). No caso de concessionárias e permissionárias, os montantes de uso contratados devem ser informados por ponto de conexão e devem ser os montantes máximos de potência demandados no ponto de conexão, incluindo as cargas dos consumidores livres, autoprodutores e outras concessionárias ou permissionárias de distribuição conectadas em seus sistemas de distribuição (Art. 14 § 3º da Resolução n° 281).

Segundo o Art. 15 da Resolução n° 281, é aplicada à parcela do uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, a título de penalidade, uma tarifa de ultrapassagem de valor igual a

três vezes a tarifa de uso estabelecida para cada período, quando se verificar a ultrapassagem superior a cinco por cento do montante contratado.

Atualmente, devido à obrigatoriedade das concessionárias de distribuição de firmar contratos pontuais com as transmissoras, ao mesmo tempo em que devem fornecer aos seus consumidores um período de testes para a identificação da nova demanda contratada, decorrente de aumento de carga ou introdução de novas unidades, impõem-se:

- ✓ Significativas parcelas de ultrapassagens pontuais;
- ✓ Restrições de concessão de períodos de testes aos consumidores livres, o que implica na possibilidade de contratações inadequadas de potência pelos mesmos, que devem se manter por, no mínimo, 180 dias após a sua identificação, impondo prejuízos que poderiam ser sanados pela avaliação da concessionária como um todo, viabilizando a flexibilização pela diluição do acréscimo aos diversos pontos de conexão com o sistema interligado.

Para a obtenção dos encargos dos usuários dos sistemas de transmissão ou de distribuição, determinam-se, inicialmente, as tarifas nodais, mediante a solução do modelo que otimiza a rede de mínimo custo, a qual atende ao mercado representado.

3.5 Custos Marginais de Distribuição

Todas as linhas com nível de tensão inferior a 230 kV, ou seja, que não fazem parte da rede básica de transmissão, são hoje genericamente denominadas linhas de distribuição. No entanto, perdura ainda a desagregação destas em linhas de subtransmissão - aquelas com níveis de tensão entre 34,5 e 138 kV - e de distribuição propriamente ditas - aquelas com níveis de tensão inferiores a 34,5 kV.

Resumem-se, a seguir, as duas metodologias que podem ser utilizadas para o cálculo do custo marginal de distribuição, de longo prazo, por nível de tensão: a lei de quantidade de obras e a metodologia do custo incremental médio de longo prazo.

Metodologia Baseada na "Lei de Quantidade de Obras"

A abordagem da "Lei de Quantidade de Obras" parte do princípio que o "futuro próximo" se comportará como o "passado recente". Mediante esse pressuposto, desenvolveu-se uma metodologia para o cálculo do custo marginal de distribuição por nível de tensão, em que se faz uma regressão linear, utilizando-se o método dos mínimos quadrados, sobre os históricos de obras, considerando-se as quantidades físicas de certos agregados.

Metodologia do Custo Incremental Médio de Longo Prazo

A metodologia do custo incremental médio de longo prazo (CIMLP) baseia-se na existência de um plano de investimentos da expansão das redes de subtransmissão e distribuição da empresa concessionária distribuidora analisada, para atendimento do crescimento de carga previsto, satisfazendo critérios pré-estabelecidos de confiabilidade e qualidade do serviço. O CIMLP fundamenta-se nos investimentos futuros da concessionária.

3.6 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

As tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) seguem as seguintes diretrizes do Art. 9º da Lei nº 9.427, de 26/12/1996:

a) Assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão;

b) Utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

As tarifas de uso do sistema de transmissão são calculadas com a metodologia nodal, conforme dispõe a Resolução Aneel nº 281, de 1999, que dá um sinal econômico locacional. Como o sistema está em permanente expansão, com o acréscimo de novas usinas e linhas de transmissão, este valor é reajustado anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário se inicia em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente (Aneel, 1999).

O cálculo das tarifas de transmissão contempla o conjunto de linhas de transmissão, transformadores, geradores e cargas elétricas em cada subestação ou nó do sistema elétrico interligado. A Aneel utiliza este mesmo programa e informações para estabelecer a tarifa de transmissão a ser usada para o cálculo dos encargos de cada usuário. A forma de rateio destes custos de transmissão está regulamentada pela Aneel e obedece à definição de uma tarifa de uso da transmissão.

O Programa Nodal facilita o planejamento das empresas que utilizam a rede de transmissão, permitindo a estas simular a entrada de acréscimos de geração e carga e expansão da rede, de modo a avaliar a tarifa de transmissão a que estarão sujeitas em cada ano.

A metodologia, atualmente vigente para o cálculo da TUST, está estabelecida na Resolução nº 281, de 1999, com diretrizes complementares definidas na Resolução Normativa nº 117, de 03/12/2004. O procedimento final é resultado de algumas modificações importantes acrescidas ao método nodal para estabilizar as tarifas e filtrar possíveis distorções que a metodologia pura implicasse. As questões fundamentais a serem superadas consistem:

- Na volatilidade tarifária da metodologia nodal;

- Na baixa ocupação média dos circuitos em um país com base energética majoritariamente hídrica associada a critérios rígidos de confiabilidade operacional;

- Na percepção de risco associado à volatilidade, face ao modelo de contratação de energia elétrica de energia de longo prazo do setor.

A TUST é constituída por dois componentes, conforme descrito a seguir (Artigo 5º - Resolução Aneel nº 67, de 08/06/2004):

I – TUSTRB: aplicável a todos os usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN). Este componente é calculado de acordo com a metodologia nodal, considerando as parcelas da Receita Anual Permitida (RAP), associada às instalações da rede básica do SIN;

II – TUSTFR: aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as instalações descritas no art. 3°, inciso II, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou que se conecte às instalações a que se refere o art. 4°, inciso III, em caráter compartilhado.

As tarifas de uso do sistema de transmissão são calculadas em conformidade com a metodologia disposta no anexo da Resolução nº 281, de 1999, considerando os seguintes parâmetros e critérios (Art. 2º da Resolução Aneel nº 117, de 03/12/2004):

I – Rateio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão na proporção de 50% para as unidades geradoras e 50% para as unidades consumidoras;

II – Limite mínimo de 0% e máximo de 100% para utilização nos fatores de ponderação dos carregamentos nas linhas de transmissão e transformadores do SIN, para cálculo das tarifas aplicáveis aos segmentos geração e consumo;

III – Tarifa nula para uso dos sistemas de transmissão nos horários fora da ponta;

IV – Utilização de caso base de fluxo de potência da operação anual do SIN, considerando o despacho de todas as usinas geradoras de forma proporcional às suas potências instaladas;

V – Utilização das capacidades nominais de longa duração constantes dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), para as linhas de transmissão e transformadores de potência integrantes da Rede Básica.

As unidades geradoras têm suas tarifas de uso do sistema de transmissão fixadas anualmente da seguinte forma (Art. 4º da Resolução Aneel nº 117, de 03/12/2004):

I – As unidades, cujo montante de uso do sistema de transmissão contratado não tenha se alterado em relação ao ano tarifário anterior, têm suas tarifas prévias reajustadas por um fator de atualização. A forma de reajuste permanecerá em vigência até o cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão, as quais entrarão em vigor a partir de 1º de julho de 2012;

II – As novas unidades ou aquelas cujo montante de uso do sistema de transmissão contratado tenha se alterado em relação ao ano tarifário anterior têm suas tarifas calculadas de acordo com a sistemática descrita no artigo 2º desta Resolução.

De acordo com a metodologia disposta no anexo da Resolução nº 281, de 1999, para a obtenção dos encargos dos usuários dos sistemas de transmissão, determinam-se, inicialmente, as tarifas nodais mediante a solução de um modelo que otimiza a rede de mínimo custo que atende ao mercado representado. A solução analítica do modelo é obtida através da construção da matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes linhas e transformadores com a potência injetada em cada barra do sistema. Esta matriz de sensibilidade é obtida a partir da matriz de impedâncias, "Zbus", que se calcula como parte do processo de solução do fluxo de carga linear. Cada sensibilidade tem a forma:

$$\beta_{Lb} = dF_L/dI_b \qquad (1)$$

onde:

β_{Lb} = o fluxo incremental resultante na linha L devido ao incremento da demanda ou da geração na barra b.

F_L = o fluxo de potência na linha L.

I_b = a potência injetada ou retirada na barra b.

Através destes coeficientes, determinam-se os custos (ou benefícios) associados a uma unidade de incremento na demanda ou na geração em cada barra do sistema de acordo com a seguinte fórmula:

LINHAS

$$\pi_b = \sum_{L=1} \beta_{Lb} \cdot Cust_L \cdot Carr_L \qquad (2)$$

onde:

π_b = a tarifa nodal da barra b;

β_{Lb} = a sensibilidade da linha L em relação à barra b;

$Cust_L$ = o custo unitário da linha L; e

$Carr_L$ = o fator de carregamento da linha L.

As tarifas de transmissão, atualmente praticadas no Brasil, são em parte determinadas com base nas tarifas nodais calculadas de acordo com a equação $\pi_b = \sum_{L=1}^{LINHAS} \beta_{LB} . Cust_L . Car_L$.

onde:

πb = a tarifa nodal da barra b;

βLb = a sensibilidade da linha L em relação à barra b;

CustL = o custo unitário da linha L; e

CarL = o fator de carregamento da linha L.

Elas possuem, no entanto, um componente do tipo "selo postal", que é constante em toda a rede. Se não houvesse esse componente, as tarifas de transmissão seriam muito voláteis, ou seja, variariam muito ao longo do tempo, o que normalmente não é desejável em uma tarifa. Por outro lado, há quase um consenso, entre os especialistas em tarifas de transmissão, de que o componente "selo postal" tem sido excessivo nas atuais tarifas, amortecendo demais os sinais locacionais propiciados pelas tarifas nodais.

A Aneel disponibilizou para discussão a Nota Técnica nº 102/2006-SRT/Aneel, de 29/09/2006, Processo: 48500. 001932/2006-33 - Alteração do procedimento para estabelecimento das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) do segmento geração por meio da ampliação de seu horizonte de cálculo. Esta nota técnica tem o objetivo de apresentar uma proposta de alteração do procedimento para estabelecimento da TUST dos novos empreendimentos de geração, dos existentes e dos que entrarão em operação sob a égide da Resolução Normativa Aneel nº 117, de 2004.

Dessa forma, esta proposta visa a reduzir o risco da volatilidade tarifária para o segmento de geração, tendo em vista que a precificação desta volatilidade aumenta desnecessariamente o custo da energia elétrica ofertada para os consumidores, além de diminuir o risco associado ao custeio dos encargos para os novos empreendimentos de geração. Neste último caso, aloca-se ao gerador o custo total na rede básica advindo de seu acesso, calculado com base no sinal locacional de uso da rede de transmissão para um horizonte de até 15 anos. Portanto, fica pré-estabelecida uma trajetória tarifária com base no planejamento da expansão da transmissão, aderente ao efetivo uso da rede e sincronizada com a etapa decisória do investimento. Já para os empreendimentos existentes, propõe-se a criação de um mecanismo estável de saída para as tarifas atualmente estabilizadas pela Resolução nº117, de 2004, até o ciclo tarifário 2012-2013.

Abaixo seguem as análises elaboradas pela Aneel e comentadas na nota técnica nº 102/2006-SRT/Aneel:

Primeiramente, foi analisada a possibilidade de alteração da metodologia nodal vigente ou melhoria que desse maior robustez e menores distorções para a TUST calculada. Dentre os estudos realizados, estava a troca de metodologia Nodal pela Metodologia Aumann-Shapley, cujos supostos benefícios são: simplicidade conceitual, sinal empiricamente melhor do que o do nodal para sistemas muito carregados e inexistência da barra de referência. Sobre este último ponto, não existe consenso acerca da influência da barra de referência nas tarifas locacionais, uma vez ser possível demonstrar matematicamente que, após a adição da parcela selo, o resultado tarifário da metodologia nodal é indiferente à barra de referência escolhida.

A partir dos trabalhos desenvolvidos, identificou-se que o maior problema associado ao cálculo da TUST está na incerteza gerada pela oscilação das tarifas face ao crescimento da rede e à volatilidade do sinal locacional para os geradores. Isso acontece porque o segmento geração precisa embutir na tarifa de venda de energia elétrica a previsão de desembolso de encargos de uso da transmissão. Portanto, qualquer incerteza associada a essa previsão é repassada ao preço de venda de energia elétrica.

Sobre o problema de crescimento da tarifa, é importante salientar que a TUST é uma forma racional de alocação de custos compartilhados por vários interessados. Logo, se o custo da rede cresce acima da receita arrecadada com novos acessantes, tem-se o que pode ser denominado de crescimento real da Rede Básica. Nesta condição, que é a atual, a tarifa cresce acima de índices de reajustes contratuais de preço para que seja possível arrecadar os recursos suficientes à prestação do serviço. Esse acréscimo de receita é rateado igualmente entre os segmentos consumo e geração, levando a crescimentos reais na TUST. Este não é um problema associado à metodologia tarifária, mas sim decorrente da expansão da Rede Básica.

Já o desdobramento das alterações topológicas da Rede Básica no sinal locacional é uma questão metodológica. Sobre este ponto, é importante observar que a metodologia nodal tenta aproximar o custo incremental de longo prazo em cada ponto do sistema, baseado na rede de custo mínimo e por caminhos existentes. Este custo é sensível às alterações topológicas, principalmente nos pontos onde o sinal tarifário indica uso elevado diante da capacidade de transporte. Isso ocorre porque, com novos circuitos, novos caminhos passam a existir, diminuindo a distância entre a geração e a carga. Desta forma, quando a topologia da rede se altera, não pode ser esperada estabilidade em uma tarifa que reflete a localização dos pontos de consumo e de geração.

Associando as condições de crescimento real da rede e da volatilidade face às novas topologias, surge a questão que diz respeito ao risco tarifário enfrentado pelos agentes e consumidores usuários da Rede Básica. Como o segmento consumo é o usuário final do produto energia elétrica, entende-se que o crescimento da rede e a volatilidade tarifária se apresentam como custos embutidos ou não, associados ao insumo energia elétrica que é anualmente calculado

para o mesmo. Sendo o segmento de consumo quem paga pelo uso do sistema elétrico, o custo da Rede Básica se apresentará por meio da TUST ou através do preço de compra da energia do segmento geração. Já para o segmento geração, a volatilidade e crescimento da tarifa representam riscos aos seus negócios em virtude da nova forma de compra e venda de energia de longo prazo estabelecida pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004. Esses riscos têm de ser repassados ao comprador de seu produto, de forma a manter o equilíbrio de seu negócio.

Desta identificação, percebe-se que, além da questão metodológica, existe a associada à redução do risco tarifário, não para o segmento consumo, mas sim para o segmento geração, de forma a eliminar, ou pelo menos diminuir, a percepção de risco desse segmento em busca da modicidade tarifária para o segmento consumo.

Para os novos empreendimentos, atribui-se o sinal locacional na entrada destes, o que é adequado, sem a imposição do risco associado ao encargo de uso atribuído ao segmento consumo. Assim, o regulador propõe transferir ao consumidor final o risco de custeio da transmissão, adequando o cálculo da TUST à sistemática de leilões do novo modelo de contratação de longo prazo da Lei nº 10.848, de 2004. Estima-se que o custo final dos encargos de transmissão para o segmento consumo seja menor, da forma proposta, do que aquela resultante da incorporação do risco pelo segmento geração.

Para empreendimentos existentes, propõe-se um mecanismo de saída baseado em uma trajetória linearizada entre o valor atual da TUST e aquela projetada para o ano de 2013. Dessa forma, através de realinhamentos anuais até o ciclo 2012-2013, em um processo similar a uma média móvel, as TUSTs convergirão ao valor que será calculado neste ciclo. A proposta busca a convergência entre o tratamento a ser dado aos empreendimentos existentes e aos novos apenas a partir do fim da vigência da Resolução nº117, de 2004, ou seja, do ciclo 2013- 2014 em diante.

Desta forma, do próximo ciclo tarifário até o ciclo 2012-2013, passam a ser obtidas tarifas intermediárias entre o valor estabilizado da Resolução nº 117, de 2004, e o valor previsto, que resulta da metodologia nodal para o último ciclo de vigência desta Resolução, quando ocorrerão convergência entre o estabilizado e o calculado.

Ao final do mecanismo de saída proposto, passa a ser dado aos empreendimentos existentes o mesmo tratamento proposto aos novos, ou seja, o cálculo pela duração do contrato de venda no leilão de energia existente, que ocorrerá na época, limitado a 15 anos.

3.7 Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

A Resolução Normativa Aneel nº 166, de 10/10/2005, estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).

3.7.1 Receita Requerida

A receita requerida é formada por componentes:

TUSD – Fio B: representa o custo do serviço prestado pela própria distribuidora:

- Remuneração dos ativos;

- Depreciação;

- Custo operacional.

TUSD – Fio A

- Custo TUSTRB;

- Custo TUSTFR;

- Custo com conexão às instalações da rede básica;

- Custo com o uso da rede de distribuição de outras concessionárias;

- Perdas elétricas, técnicas e não técnicas, na rede básica.

TUSD – Encargos do Sistema de Distribuição

- Quota de Reserva Global de Reversão – RGR;

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

- Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética;

- Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;

TUSD – Perdas Técnicas: custos das perdas técnicas

TUSD – Perdas Não Técnicas: custos das perdas não técnicas

TUSD – CCCS/SE/CO e TUSD – CCCN/NE: Custo da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) do Sistema Interligado conforme localização

TUSD – CCCisolado: Custo da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) do Sistema Isolado será atribuído a todas as concessionárias

TUSD – CDES/SE/CO e TUSD – CDEN/NE: Custo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) conforme localização

TUSD – PROINFA: Custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

3.7.2 Custo Marginal de Fornecimento de Potência

Para o cálculo dos custos marginais de fornecimento de potência, faz-se necessário conhecer os custos marginais de expansão verificados por meio do planejamento de expansão e projeção de mercado, o diagrama unifilar simplificado de fluxo de carga e as tipologias de carga de unidades consumidoras e de instalações de transformação. Os custos marginais de expansão utilizados pela Aneel no cálculo da TUSD são valores do custo padrão por faixa de tensão a partir do Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP) de cada concessionária. O diagrama unifilar é fornecido pela concessionária e determina a proporção do fluxo de potência entre os níveis de tensão. As tipologias das cargas, resultado da campanha de medidas, também são informadas pelas concessionárias.

A partir dos custos marginais de potência por faixa de tensão, considerando o custo padrão por faixa de tensão, as curvas de carga e o diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário, calculam-se os custos marginais de fornecimento de potência. Estes, também denominados tarifa de referência de demanda, refletem a contribuição do cliente-tipo na formação da demanda máxima da rede. Os custos marginais de fornecimento de potência são calculados para postos tarifários definidos em:

I. Posto tarifário ponta: 3 (três) horas consecutivas definidas em função dos horários de maior carregamento do sistema;

II. Posto tarifário fora de ponta: 21 (vinte e uma) horas não compreendidas no intervalo de tempo do posto tarifário ponta.

4 Análise Custo-Benefício da Implantação de Novas Tarifas Horosazonais

Na implantação de novas tarifas horosazonais, deve ser considerado que os benefícios oferecidos por estas sejam maiores que os custos. A adoção de novas tarifas horosazonais na CPFL em 1984 e 1988 ocasionou perdas para a concessionária.

Em 1984, a CPFL já havia implantado a sistemática das tarifas de referência horosazonais para os consumidores dos grupos A1, A2 e A3 (só 69 kV) e continuava os estudos para a aplicação no grupo A4. Dessa forma, o resultado no faturamento da empresa teve alterado o peso relativo de demanda e energia de cerca de 60% e 40% para 40% e 60%, havendo uma substancial redução de receita, agravada pelo fato de não ter havido compensação nas compras de energia e demanda (ASAAD et al., 1984).

A implantação na CPFL da estrutura de tarifação horosazonal, estabelecida pelo DNAEE através da Portaria nº 033, de 11/02/88, ocasionou uma redução no faturamento de 1,75%, o que correspondia na época a 0,7% na receita total da empresa. Os tipos considerados para o estudo foram TSV (Tarifa simples Verde), THV (Tarifa Horária Verde), THA (Tarifa Horária Azul) em comparação com a Tarifa Binômia Convencional (CPFL,1988). O estudo não aborda os ganhos com a prorrogação de obras.

Apesar desses problemas, a introdução do princípio do custo marginal teve impactos positivos na eficiência do setor. Exemplo disso foi a melhor modelagem da curva de carga diária do sistema, que reduziu as diferenças existentes entre as taxas de utilização de energia elétrica nos horários de pico e fora de pico. Consequentemente, o fator de carga do sistema elevou-se de 76% para 83%, enquanto a modulação da carga média reduziu-se de 60% para menos de 40% entre 1982 e 1987. Por outro lado, as tarifas sazonais tiveram pouco impacto sobre as curvas de carga porque, conforme mencionado anteriormente, foram ofertadas para grandes consumidores em alta-tensão, cuja demanda não oscila sazonalmente (ARAÚJO e BESNOSIK, 1993). Para o país, houve ganhos de eficiência na geração e na transmissão.

O método custo-benefício deve ser utilizado para determinar uma ação desejável na implementação de novas tarifas horosazonais. Nesse método, os benefícios e os custos são transformados em unidades monetárias. O resultado de uma análise custo-benefício deve ser expresso pela razão benefício custo. Razão maior que um é considerado desejável, e menor que um considerado indesejável (KAPLAN, 1983).

No caso de uma nova tarifa, devem ser analisados os custos e benefícios das concessionárias e dos consumidores. O estudo de caso do capítulo 7 elaborou essa análise para uma concessionária de distribuição.

Os benefícios para a concessionária podem ser obtidos através de um melhor aproveitamento do sistema instalado, que resulte em adiar novos investimentos e os ganhos financeiros decorrentes desse adiamento. Outros benefícios seriam eventuais ganhos com o aumento da venda de energia provocado pela nova tarifa, subsídios, fator X, financiamentos, entre outros. A seguir comentários sobre cada benefício, o qual pode ser absorvido pela concessionária.

A compensação através do adiamento de novos investimentos consiste em prorrogar a expansão do sistema por um período compreendido entre a redução da demanda máxima do sistema, conseguida com a implantação de uma nova tarifa, e o carregamento futuro que implique em necessidade de obras. A adoção desse benefício necessita de uma significativa alteração na regulação brasileira, que premia os investimentos na revisão tarifária.

A adoção de subsídios para a concessionária de distribuição pode ser advinda das economias geradas com investimentos adiados em geração e transmissão e deve ser vista com cautela para não onerar o consumidor com o aumento de impostos ou subsídios cruzados por meio do aumento de outras tarifas já existentes.

Outra forma de não gerar perdas para a concessionária seria a implantação de uma nova tarifa que aumentasse o consumo sem a necessidade de novos investimentos. Esse aumento provocaria um crescimento de receita e um melhor aproveitamento do sistema da concessionária.

A parcela de custo tende a ser maior para o consumidor do que para a concessionária. Esta terá custos com pequenas obras para ajustar os seus ativos às novas tipologias, provocadas pela

nova tarifa. O consumidor pode ter que adequar o seu funcionamento com custos de alteração de turnos, aumento da área instalada, investimento em maquinário para alterar processos, enfim, alterações provocadas pela mudança de hábitos de consumo.

No capítulo 7, apresenta-se um exemplo do resultado no estudo de caso.

5 Possíveis Novas Tarifas Horosazonais no Brasil

Uma nova opção tarifária horosazonal que pode ser atraente para consumidores industriais é a criação de uma tarifa com três postos horários, um deles, de baixo custo, na madrugada, tal como já existe em inúmeros países.

A combinação de um novo posto tarifário na madrugada com a possibilidade de oferecimento de energia de baixo custo de demanda e aplicação zonal e setorial é atrativa e deve ser analisada cuidadosamente pela Aneel, na medida em que envolve a quebra de paradigmas vigentes no que diz respeito à discriminação tarifária de consumidores.

Os estudos desenvolvidos indicam certas atratividades para eventuais novas tarifas horosazonais em algumas regiões da área de concessão da CPFL e não em outras, em função de diferentes combinações de crescimento da carga, necessidade de novas obras e evolução dos custos marginais de distribuição. As subestações possuem diferentes percentuais de carga de distintas composições das subclasses de consumo, o que resulta em diferentes curvas de carga. Uma abertura do órgão regulador no sentido de permitir tarifas diferenciadas de acordo com o sistema elétrico de uma região determinada ocasionaria um melhor aproveitamento dos ativos das concessionárias de energia e consequentes descontos na tarifa para o consumidor.

Estender a aplicação das tarifas horosazonais para os finais de semana também traria economia para a concessionária e para o consumidor, evitando investimentos que não seriam totalmente aproveitados. Em algumas regiões, a ponta do sistema tem se deslocado para os finais de semana, em que a tarifa horosazonal não é aplicada.

A interrupção de cargas possibilita à empresa concessionária um melhor aproveitamento da capacidade de seus ativos, sendo uma maneira de vender energia sem vender capacidade. No Brasil, a interrupção do uso do chuveiro elétrico no horário de ponta do sistema nacional pode ser uma opção interessante para o consumidor residencial.

A utilização de energia para o aquecimento de água está concentrada por volta das 19 horas, sendo responsável por aproximadamente 20% da demanda de energia no horário de ponta. Este fato ocorre devido ao grande número de chuveiros elétricos. Na Região Sudeste, em 84% das residências ele está presente (FIGUEIREDO, 1995)

Nos Estados Unidos, utiliza-se a interrupção de cargas no consumo residencial como forma de reduzir a ponta do sistema. Neste horário, alguns circuitos da instalação elétrica residencial (ar condicionado, piscina, área de serviço e outros) têm o seu funcionamento interrompido. Ao aderir a essa tarifa, o consumidor é compensado com um desconto na sua conta mensal de energia.

A tarifa amarela, estudada e testada, é uma boa opção para o consumidor ligado em tensão secundária e pode contribuir com a redução de carga nos horários de ponta do sistema elétrico. Os preços com os medidores utilizados nesse tipo de tarifa podem ser solucionados se as concessionárias de distribuição organizarem compras conjuntas aumentando a escala ou agregando outros serviços a esses medidores.

A atual sistemática de regulação econômica por teto tarifário (*price cap*), adotada para os consumidores cativos das distribuidoras de energia elétrica no País, não estimula a realização de programas de eficiência energética pelas concessionárias nem a proposição de novas tarifas horosazonais ou de fornecimentos interruptíveis, pois todas estas alternativas, se tiverem sucesso, podem reduzir as vendas e/ou as receitas das concessionárias, o que tende a diminuir seus lucros.

Uma excelente solução para este verdadeiro impasse seria a migração para um sistema de regulação tarifária por teto de receita ou para um sistema misto - teto de receita/teto de preço - na distribuição. Neste, a perda de receita por programas bem sucedidos de eficiência energética ou de modulação de carga seria compensada por realinhamentos tarifários. Esta sistemática foi implantada com sucesso em vários estados americanos.

As revisões tarifárias de 2003 e 2004, com a sistemática do teto tarifário, causaram também distorções nas tarifas dos consumidores cativos, na medida em que empresas concessionárias menos eficientes foram “premiadas” com aumentos tarifários substancialmente maiores do que

empresas mais eficientes, o que não deveria ocorrer com o uso de uma metodologia que visa a incentivar ganhos de produtividade.

Os estudos em desenvolvimento no PRODIST (Procedimentos de Distribuição) propõem mudanças na forma de aquisição de dados das medidas elétricas, hoje realizadas de forma amostral, passando a utilizar medidores com memória de massa a serem instalados em unidades consumidoras ligadas em alta e média tensão e nos circuitos de baixa tensão de cada alimentador de média tensão. Essas medições trarão novas contribuições para análises mais apuradas, contribuindo com estudos de novas possibilidades tarifárias.

6 Perspectivas de Inovações Metodológicas nas Atuais Tarifas Horosazonais no País

Apresentam-se, neste capítulo, algumas possibilidades de avanços metodológicos no cálculo de custos marginais e das tarifas horosazonais, que nelas se baseiam.

O critério de otimização, empregado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) nos balanços dinâmicos que têm produzido os planos decenais do setor elétrico, é o de igualdade dos custos marginais de operação, calculados pelo modelo NEWAVE, e de expansão, obtidos, de forma aproximada, pela metodologia do Custo Médio Ponderado de Geração.

O Programa NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes) resolve os problemas de planejamento da operação interligada de sistemas hidrotérmicos empregando a técnica de programação dinâmica dual estocástica. Esta técnica permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas como uma variável de decisão, evita a discretização do espaço de estados, permite o uso de um modelo comum de vazões, sintetiza e calcula os custos marginais do sistema.

O objetivo do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é determinar metas de geração para cada usina do sistema, a cada etapa, que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação. O modelo é utilizado para um amplo espectro de estudos de planejamento, tais como informações sobre o consumo de combustível, estudos de políticas comerciais, tarifárias, de racionamento, de gerenciamento da demanda e realimentação ao planejamento da expansão (CEPEL, 2006).

Quando a expansão do sistema é determinada com o auxílio de modelos empregando técnicas de programação mista - linear-inteira, uma forma mais direta e precisa de se calcular os custos marginais de geração, a longo prazo, de ponta e de energia é através da utilização das variáveis duais associadas às restrições matemáticas de satisfação das demandas de ponta e de

energia. Tal procedimento, segundo Scherer (1977) e Oyama (1983), tem sido aplicado a sistemas predominantemente termelétricos e foi proposto por Bajay e Lima para o parque gerador brasileiro em 1984.

Uma possibilidade, factível de ser implementada em curto prazo, é a utilização do Modelo de Expansão de Longo Prazo de Sistemas de Geração e Troncos de Interligação (MELP), de otimização da expansão a longo prazo do parque gerador. Este modelo, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL), do Grupo Eletrobrás, faz uma pré-alocação temporal das usinas ao longo do horizonte de planejamento do plano decenal e calcula o custo marginal de expansão neste horizonte (BAJAY, 2003).

Esta pré-alocação pode diminuir substancialmente o tempo de execução do balanço dinâmico, além de facilitar o encontro do equilíbrio entre os custos marginais de operação e expansão. O modelo MELP permite escolher a melhor alternativa, do ponto de vista econômico, para a expansão conjunta da geração e de blocos de transmissão, considerando os cenários de mercados estabelecidos.

Um estudo desenvolvido em 2003 pelo Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) contesta a relação entre os valores dos custos marginais da energia elétrica nos períodos da ponta e fora da ponta, que chega a ser da ordem de 10 em certos níveis de tensão e fatores de carga. Com base em comparações internacionais e algumas simulações simples, realizadas com custos contábeis e algumas hipóteses discutíveis, o estudo estima que a “verdadeira” relação entre os custos marginais nestes postos tarifários pode ser de cerca de metade do valor atual. Mesmo não depositando muita confiança nestas simulações, não resta dúvida de que a relação em questão deve ser reavaliada, já que, inclusive, há muito tempo não tem sido atualizada. Deve-se ter em mente, por outro lado, a necessidade de uma correção gradual, face à forte modulação de carga existente no momento, nas horas de ponta.

A Aneel, por ter encontrado fortes discrepâncias nos valores a ela fornecidos, não tem confiado nos cálculos de custos marginais efetuados pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica no País. Dessa forma, a agência tem utilizado valores, os quais constituem médias entre diversas concessionárias, nos cálculos de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

realizados (ANEEL, 2001; PESSANHA et alii, 2004). É urgente que este quadro mude, e o uso da metodologia baseada na Lei da Quantidade de Obras (LQO) para balizar os cálculos pelo método do Custo Incremental Médio (CIMLP) pode contribuir substancialmente para isto.

Nesse contexto, a Resolução Normativa Aneel nº 166, de 10/10/2005, em seu artigo 13 § 1º estabelece:

> "Art. 13. A tarifa de uso dos sistemas de distribuição, no que se refere às componentes Fio B, Encargos do Serviço de Distribuição e Perdas Técnicas, será determinada por faixa de tensão, com valores aplicáveis às demandas máximas de potência ativa, para os postos tarifários ponta e fora da ponta.
> § 1º O valor da tarifa aplicável às demandas máximas de potência ativa, associado a cada item formador das componentes referidas no caput, será calculado, na revisão tarifária periódica, de acordo com os seguintes procedimentos:
> I – definição do custo padrão por faixa de tensão a partir do custo incremental médio de longo prazo de cada concessionária;
> II – estabelecimento do custo marginal de capacidade por faixa de tensão, considerando o custo padrão por faixa de tensão, as curvas de carga e o diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência, na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário; e
> III – definição da tarifa para cada faixa de tensão, conforme a proporção observada no custo marginal de capacidade por faixa de tensão e o mercado de referência de demanda" (RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL, 2005).

A Aneel terá dificuldades em saber qual o valor correto de cada concessionária se não solicitar os cálculos também pela LQO.

O modelo TARDIST, na sua configuração atual, não permite cálculos da TUSD pela Aneel e pelas empresas concessionárias, envolvendo mais do que dois postos tarifários. Isto limita sobremaneira a sua utilização na análise de novas opções tarifárias envolvendo, eventualmente, um número maior de patamares. Para tal tipo de análise, o modelo teria que ser expandido, ou então, um novo software desenvolvido.

Nas revisões tarifárias de 2003 e 2004, a Aneel utilizou a metodologia de teto tarifário, com o compartilhamento de ganhos de produtividade entre as concessionárias e seus consumidores. Contudo, empregou-se o conceito de custo de serviço para o estabelecimento de uma remuneração adequada para os investimentos e de "custos operacionais eficientes", baseados, neste último caso, na metodologia de empresas de referência (ERs). Além disso, têm-se imputado

valores de custos unitários e produtividades a estas empresas virtuais, que possuem importante papel na definição dos incrementos tarifários concedidos.

Existe a necessidade de se compatibilizar os conceitos de empresa de referência com os que envolvem a fixação da base de ativos das concessionárias distribuidoras, objeto da Resolução Aneel nº 493, de 03/09/2002, de forma que a metodologia de avaliação leve em conta dados de empresas reais e não só as de empresas virtuais.

A ER é definida pela agência como uma companhia responsável pelo fornecimento do serviço - distribuição e comercialização de energia elétrica, em uma dada área geográfica - em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade. O enfoque da empresa de referência pretende simular as condições que enfrentaria uma empresa operadora entrante no mercado, no qual atua a empresa real responsável pelo serviço por redes, e que deve prestar esse serviço cumprindo as condições estabelecidas no respectivo contrato de concessão. A empresa operadora deverá cumprir todos os processos e atividades necessários para prestar o serviço de distribuição de energia elétrica, que compreende a operação e a manutenção (O&M) das instalações de infra-estrutura, a gestão técnico-comercial dos clientes e as atividades de direção e administração inerentes a toda empresa. Com essa finalidade, deverá obter os serviços, recursos materiais e humanos necessários para cumprir com eficiência esses processos e atividades, acessando os diferentes mercados representativos das condições reais existentes na área geográfica de concessão de que se trata.

A partir dos valores de custo que a ER pode obter para esses serviços e recursos, fixam-se os custos operacionais eficientes da empresa distribuidora que detém a concessão, em regime de monopólio. Dessa forma, a empresa real "compete" com a ER para ela concebida e tem como incentivo conseguir que os seus valores de custo não excedam os reconhecidos na ER, de forma a obter a rentabilidade esperada ou até superá-la.

As hipóteses que estão sendo utilizadas na montagem destas empresas virtuais, de referência, não são suficientemente transparentes e dificultam as interações entre as empresas concessionárias e a Aneel. Da mesma forma, não permitem o uso destas informações nas futuras

simulações da TUSD e de eventuais novas tarifas sazonais pelas empresas, fazendo as devidas adaptações metodológicas.

6.1 A Questão do Sinal Locacional na Transmissão e na Distribuição

A ponderação entre os pesos hoje dados às tarifas nodais e ao componente selo na definição das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão claramente tem sido inadequada, com uma predominância excessiva do último. Dado o grande receio que se tem hoje de aumentar o peso do componente nodal em vista do risco de poder causar fortes instabilidades tarifárias, deve-se avaliar o eventual interesse de se adotar tarifas zonais para a transmissão, tal qual ocorre com sucesso em termos de bons e estáveis sinais locacionais em várias partes do mundo.

Um estudo desenvolvido por Lima et alii (2003), na Universidade Federal de Itajubá (Unifei), analisando a metodologia das tarifas zonais, alternativa a das tarifas nodais, concluiu que existem dificuldades para se intensificar o sinal locacional das tarifas nodais no Brasil e propôs uma adaptação à metodologia existente para minimizar o efeito do componente selo da atual tarifa. A metodologia proposta requer a definição de um centro geométrico e sub-mercados. A tarifa final é obtida calculando-se, inicialmente, a receita não ajustada para os sub-mercados. Posteriormente, o valor de ajuste para cada sub-mercado é obtido em função das potências geradas e consumidas internamente e externamente a estes. Nesta nova abordagem, as tarifas ajustadas independem da barra de referência, e um número de tarifas igual ao número de sub-mercados existentes existirá para cada barra do sistema. As usinas mais afastadas do centro geométrico pagam mais, e as mais próximas menos, intensificando o sinal locacional da TUST.

Dado que as atividades monopolistas de transmissão e distribuição de energia elétrica são similares ao transporte de gás natural através de gasodutos e como há fortes elos de complementaridade na geração de eletricidade e competição em alguns usos finais entre estes dois energéticos, a regulação econômica relacionada à rede de gás natural deveria ser coerente com a transmissão de energia elétrica. Uma interessante pesquisa sobre os possíveis impactos de uma

tarifação combinada, com um forte sinal locacional, no transporte dos dois energéticos, está em desenvolvimento na Unifei (MORAIS e LIMA, 2004).

7 Estudo de Caso na CPFL

Esse estudo procurou detectar os impactos econômicos para o cliente e para a concessionária de eventuais mudanças no perfil de carga do consumidor associado a uma nova tarifa horosazonal. Essas análises são baseadas em dados coletados em três pesquisas de campo e simulações realizadas com esses dados.

A primeira fase foi determinar o segmento do mercado consumidor industrial com maior potencial para modulação de sua curva de carga. Na continuação do estudo, esse segmento foi objeto de análises mais detalhadas, em que se buscou levantar os impactos econômicos para o cliente e para a concessionária advindos de eventuais alterações no perfil de carga do consumidor associado a uma nova tarifa horosazonal (PD111, 2004).

O objetivo é estimular a mudança do regime de utilização de eletricidade de segmentos ou grupos de consumidores de maneira a contribuir para a maior eficiência de uso do sistema elétrico. O principal interesse da concessionária nesse tipo de tarifa é a possibilidade de redução dos investimentos em expansão e reforços da rede elétrica mediante transferências de carga dos horários de maior solicitação do sistema para horários de maior folga.

7.1 Pesquisa de Campo I

CAMPANHA DE MEDIDAS E PESQUISA DE POSSE DE EQUIPAMENTOS E HÁBITOS DE CONSUMO

O objetivo desta campanha de medidas, realizada em conjunto com uma pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo, para uma amostra representativa de consumidores, é determinar o segmento industrial de maior potencial para modulação de carga e verificar a real

situação do carregamento das subestações do sistema da empresa concessionária e a participação ou responsabilidade dos segmentos industriais nesse carregamento.

A campanha de medidas foi efetuada nos mesmos consumidores nos quais a pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo foi aplicada.

PLANEJAMENTO DA PESQUISA

Nesta seção são mostrados os resultados do planejamento da pesquisa de campo realizada.

Como instrumento de partida para a pesquisa, produziu-se um questionário. Também foram desenvolvidos trabalhos para subsidiar o processo de amostragem, base do planejamento estatístico da pesquisa.

Inicialmente, foram fixados os objetivos da pesquisa de campo através de discussão com a equipe do projeto PD 111 e com o pessoal técnico e gerencial da CPFL. Nesse sentido, definiu-se que a pesquisa buscaria determinar as capacidades atuais de modulação de carga e de investimento dos clientes industriais de energia elétrica da CPFL do subgrupo A4, com demanda superior a 200 kW.

Ao observar a isonomia de aplicação de tarifas entre os clientes da CPFL, a determinação do universo amostral considerou toda a área de concessão e não somente regiões onde haveria interesse em postergar investimentos da concessionária através de controle de carga de seus clientes. A isonomia tarifária pressupõe que todos os clientes de um mesmo segmento de consumo teriam a possibilidade de optar pela nova tarifa, independentemente de sua localização na área de concessão da CPFL.

A Elaboração do Questionário

Montou-se uma proposta de Questionário Inicial, pré-testada e posteriormente reformulada, resultando no Questionário Final, apresentado no Apêndice A.

Base Amostral

Como ponto de partida, foi considerada a população dos 11.661 consumidores do subgrupo A4 - industriais, comerciais e rurais, com demanda superior a 300kW. Esse conjunto foi reduzido primeiro aos consumidores de 45 segmentos gerais e, depois, aos de 18 segmentos de indústria que representam 55% do consumo e 9,5% dos consumidores A4.

A seguir, esses segmentos foram classificados (a) pela magnitude de seu consumo, (b) pela quantidade de consumidores, (c) por meio de um estudo de mercado que avaliou os tipos de indústria por região geográfica e selecionou as que representam mais de 90% da demanda de energia elétrica, (d) levando-se em conta as opiniões de especialistas do projeto PD 111 e CPFL e (e) a partir dos resultados do estudo de Mercado da CPFL. Como resultado desse processo, foram definidos os oito segmentos industriais típicos - alimentos, têxtil, celulose e papel, mecânico, metalúrgico, material plástico, agroindustrial e outras indústrias.

O estudo das características do segmento agroindustrial mostrou que o mesmo, constituído por indústrias associadas à irrigação, requeria um questionário específico, diferente do planejado. Por esse motivo, esse segmento foi desconsiderado nesta pesquisa exploratória.

Posteriormente, a discussão com especialistas da CPFL sugeriu a conveniência de estender a faixa de consumidores A4, incluindo aqueles com demanda superior a 200 kW. Após a atualização do banco de dados e em virtude das informações internas da CPFL sobre os eventuais consumidores industriais entrevistados requererem a realização de medições registradas com medidores eletrônicos, a população-alvo foi finalmente redefinida como o subconjunto dos 1.277 consumidores de subgrupo A4 da CPFL, que formaram a base amostral (*sampling frame*) da pesquisa. Estes operam nos segmentos alimentício, têxtil, de celulose e papel, mecânico, metalúrgico, material plástico e outras indústrias, que possuem demanda superior a 200 kW e utilizam medidores com memória de massa.

Plano Amostral

A população-alvo foi classificada em 28 estratos, obtidos pelo cruzamento dos 7 segmentos apresentados acima com as 4 faixas de demanda - de 201 a 300 kW, de 301 a 500 kW, de 501 a

1000 kW e superior a 1000 kW. O tamanho da amostra foi fixado em 10% do tamanho da população. A amostra, de tamanho 129, estratificada e com alocação proporcional, foi obtida mediante casualização simples em cada estrato. Amostras de reserva foram também preparadas para eventual substituição no caso de elementos duplicados ou sem efeito na base amostral, consumidores sem medições da CPFL, recusas não críticas e outros. Os consumidores com medidores eletrônicos com memória de massa foram selecionados depois da casualização, recorrendo-se eventualmente às amostras de reserva.

Questionário

O trabalho conjunto com a equipe do PD 111 e da CPFL permitiu incorporar novas informações técnicas e contornar possíveis equívocos, usos de jargão, imprecisões técnicas, barreiras à compreensão, questões induzidas ou sensíveis e empecilhos análogos mediante a simplificação do questionamento, ampliação de alternativas, modificação na ordem e mudança no formato das questões, progressão e estruturação usando dicotomias e respostas múltiplas. Assim, o Questionário Final da pesquisa tem três partes: (1) Introdução (questões Q1 até Q12), (2) Consumo atual e no racionamento (questões Q13 até Q27) e (3) História e expectativas de consumo (questões Q28 até Q30), incluindo também oito questões sobre autogeração e nove sobre cogeração para consumidores que possuem ou que planejam instalar alguma dessas modalidades de geração de energia.

Em particular, a Questão 6 do Questionário Inicial foi reformulada para incorporar dois estímulos ou pontos de preço, evitando o viés negativo do questionamento direto. Assim, a Questão 18 do Questionário Final apresenta um ponto de preço (desconto de 10%) aos 65 consumidores de uma metade aleatoriamente construída por estrato e outro diferente (desconto de 30%) à outra metade dos consumidores da amostra. No Questionário Final, foi incorporada uma codificação de questões fechadas compatível com o *software* de planilha Excel, deixando a codificação das questões abertas para a etapa de processamento dos resultados. As modificações do questionário foram realizadas em oito iterações.

Pré-testagem

A pré-testagem avaliou aspectos (a) de compreensão, tarefas e interesse do entrevistado; (b) tarefas do entrevistador; (c) fluxos, instruções e ordem de questões no questionário; (d) taxas de resposta e (e) categorias de codificação. O resultado desse processo, incorporando as modificações sugeridas por um pré-teste aplicado a nove consumidores industriais, é o Questionário Final, apresentado no Apêndice A.

Trabalho de Campo

Inicialmente foram determinadas as características dos funcionários ou gerentes entrevistados, como representantes dos consumidores industriais amostrados. Para as partes 1 e 2 do questionário, o entrevistado deve conhecer a produção e estar em condições de responder questões sobre modulação, medidas para economia de energia, controle de demanda, eventuais deslocamentos de produção, custos, equipamentos e decisões sobre autogeração ou cogeração. Para a última parte do questionário, o entrevistado deve possuir ou ter acesso a dados sobre a produção nos últimos seis anos até 2004 e sobre o crescimento esperado da empresa e de sua carga instalada nos próximos cinco anos.

Coleta de Dados

O Questionário Final foi aplicado por uma equipe sob supervisão do grupo de trabalho do PD111 e que participou das reuniões acima mencionadas, com apoio para eventuais substituições de consumidores entrevistados. Por esse motivo não foi realizado um treinamento de entrevistadores no trabalho de campo.

Construção do Banco de Dados da Pesquisa

A etapa de elaboração do questionário web foi iniciada após a aprovação da versão final do questionário no formato texto. A ferramenta utilizada para a construção do formulário eletrônico foi o GlobalSCAPE WebSurvey Versão 5.2.032, *software* disponível para este tipo de trabalho.

A conversão das perguntas no formato texto para o formato eletrônico foi feita utilizando diretamente este programa. Os arquivos foram passados aos entrevistadores que, depois de realizar as pesquisas de campo, faziam o preenchimento do formulário web, o qual era destinado para uma conta de e-mail. A partir daí, as informações eram lançadas no banco de dados criado pelo programa e atualizadas na medida em que os questionários eram enviados pela Internet.

O banco de dados gerado pelo programa WebSurvey era automaticamente feito em arquivo Access e depois transformado em arquivo Excel. A segunda etapa consistiu na apuração dos dados fornecidos pelo banco, no qual foram inseridas informações que faltavam e corrigidas possíveis falhas de digitação dos formulários. Foram ainda conferidas amostras dos questionários por entrevistador.

Assim, o banco de dados foi construído via Internet, sendo transformado em um arquivo para ser utilizado pelo software estatístico SPSS (*Statistical Package for the Social Science*), incorporando também as informações relevantes da CPFL sobre cada consumidor entrevistado. As análises estatísticas utilizaram o arquivo de dados para descrever os resultados da pesquisa e as informações correspondentes da CPFL com o objetivo de mostrar a relação entre as variáveis em cada um desses conjuntos de dados.

Controle de Qualidade

A dispersão geográfica e as modalidades do trabalho de campo atualmente realizadas não facilitam o controle de qualidade, a supervisão e o monitoramento *on line* da coleta de dados. Por esse motivo, foi realizada uma reunião de troca de experiências com os entrevistadores para avaliar vantagens e desvantagens da coleta de dados.

O PROCESSAMENTO DOS DADOS

Revisão

Inicialmente, os questionários completados foram digitados utilizando o software WebSurvey, que gerou de forma automática o banco de dados da pesquisa. As tarefas básicas nesta fase foram a padronização do registro de dados e a codificação de questões abertas.

Organização

Foi organizada a matriz de dados da pesquisa, formada pelas linhas dedicadas às entrevistas e pelas colunas atribuídas às respostas às diferentes questões. Para isso foi necessário: (a) completar o banco de dados mencionado acima com códigos; (b) identificar variáveis específicas não documentadas nas questões Q21, Q22, Q23, Q28, Q29, Q34 e Q42; (c) recodificar datas, porcentagens e as respostas no campo data e nas questões Q8, Q18 e Q27 e (d) redigitar os dados do questionário 82 e as respostas à questão Q39 para os questionários 21, 62, 70, 111, 113, 115 e 134. A alternativa negativa da questão Q11 não foi codificada como resposta múltipla, reduzindo a riqueza das alternativas negativas da questão.

Em 09/07/2004, foi adicionado um banco de dados de 148 entrevistados e 255 variáveis, do qual foram extraídos os valores de quatro variáveis elétricas fornecidas pela CPFL. A matriz final de dados incluiu, assim, 251 variáveis em 127 entrevistas válidas. As modificações mencionadas no acima consistem (a) em subdividir o segmento Outros nos novos subsegmentos Calçado, Cerâmica, Moveleiro e Outros e (b) em substituir o segmento Outros pelo Alimentos nas entrevistas 70, 84 e 62 e pelo Metalúrgico na entrevista 141.

Controles Quantitativos

Foi aplicado um controle de qualidade sobre a amostra aleatória constituída pelos questionários com os números 5, 7, 19, 67, 118 e 139. As inconsistências encontradas na digitação limitaram-se às questões [Q22, Q27, Q30], [Q23,Q29], [B, Q29, Q30], [B, Q25], [Q18] e [Q21], respectivamente, nos questionários acima. Após a recodificação das variáveis binárias introduzidas pelo software de ingresso de dados em variáveis como segmento, foram incluídas a variável *invalid* (para identificar os questionários incompletos a serem desconsiderados) e duração (para medir a eficiência das entrevistas).

Tabulação

As tabelas planejadas foram completadas para descrever aspectos operacionais da pesquisa (porcentagens de entrevistas válidas, durações e outros) e para cruzar as informações com os dados fornecidos pelo sistema da CPFL (fator de carga - FC, relação madrugada-ponta - RMP, demanda na ponta - DPONTA e demanda fora da ponta - DFPONTA).

MEDIÇÕES DOS CONSUMIDORES ENTREVISTADOS

O objetivo da realização de medições foi coletar as curvas de carga dos medidores de faturamento instalados em consumidores classificados por segmentos industriais e por faixa de demanda, em quantidades determinadas estatisticamente conforme a Tabela 7.1.

Tabela 7.1 - Consumidores medidos

SEGMENTOS/ATIVIDADES	NÚMERO DE AMOSTRAS E CONSUMIDORES POR FAIXA DE DEMANDA MÁXIMA									
	201 - 300 kW		301 - 500 kW		501 - 1000 kW		> 1000 kW		TOTAL	
	Amostras	N.º Cons.	Amostras	N.º Cons.	Amostras	N.º Cons.	Amostras	N.º Cons.	Amostras	N.º Cons.
IND. PRODUTOS ALIMENTARES	5	53	5	49	5	50	8	78	23	230
IND. TEXTIL	4	39	3	35	4	44	3	31	14	149
IND. CELULOSE, PAPEIS E PAPELAO	2	7	1	2	2	6	2	13	7	28
IND. MECANICA	5	46	2	16	1	14	1	21	9	97
IND. METAURGICA	5	52	3	34	3	30	2	23	13	139
IND. PROD DE MATERIAS PLASTICAS	4	42	2	19	2	23	2	13	10	97
OUTROS	18	184	16	158	11	105	9	90	54	537
TOTAL	43	423	32	313	28	272	27	269	130	1.277

As relações dos consumidores contemplados, classificados por segmentos industriais e faixa de demanda, foram numeradas e escolhidas conforme determinação das análises estatísticas. Quando, por qualquer motivo, um dado consumidor não pode ter sua curva de carga coletada, a substituição do mesmo foi feita utilizando-se o próximo da listagem estatística, denominada de lista de reserva.

Na Tabela 7.2, encontra-se o número de amostras inicialmente desejadas e as leituras finalmente obtidas.

Tabela 7.2 - Número de leituras válidas

SEGMENTOS/ATIVIDADES	NÚMERO DE AMOSTRAS E LEITURAS OBTIDAS POR FAIXA DE DEMANDA MÁXIMA									
	201 - 300 kW		301 - 500 kW		501 - 1000 kW		> 1000 kW		TOTAL	
	Amostras	Leituras Obtidas	Amostras	Leituras Obtidas	Amostras	Leituras Obtidas	Amostras	Leituras Obtidas	Amostras	Leituras Obtidas
IND. PRODUTOS ALIMENTARES	5	7	5	7	5	7	8	9	23	30
IND. TEXTIL	4	4	3	3	4	7	3	3	14	17
IND. CELULOSE, PAPEIS E PAPELAO	2	2	1	1	2	2	2	2	7	7
IND. MECANICA	5	6	2	2	1	1	1	1	9	10
IND. METALURGICA	5	6	3	4	3	3	2	3	13	16
IND. PROD DE MATERIAS PLASTICAS	4	5	2	2	2	2	2	2	10	11
OUTROS	18	18	16	15	11	16	9	10	54	59
TOTAL	43	48	32	34	28	38	27	30	130	150

OS RESULTADOS DA CAMPANHA DE MEDIÇÕES

Tipologias de Carga dos Segmentos Industriais

Esta seção apresenta uma análise realizada através do software TARDIST[2], sistema computacional, desenvolvido pelo CEPEL, que integra as etapas de caracterização de carga, cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição. Este software é dotado de interface gráfica, de toda metodologia de cálculos para tarifas e de uma base de dados para arquivamento e manuseio de informações provenientes do cadastro de faturamento dos consumidores e do cadastro de redes (subestações e transformadores de distribuição) e medições das curvas de carga (CEPEL, 2001).

Foram utilizados os dados de 130 medições realizadas pelo PD-111 e que puderam ser aproveitados pela análise desta seção.

Resultados Obtidos com a Simulação

Foram gerados gráficos com tipologias dos clientes-tipo para os seguintes segmentos:

- Tipologia Geral – fusão de todos os segmentos escolhidos para o estudo;

- Tipologia do Segmento Calçadista;

- Tipologia do Segmento Moveleiro;

[2] O TARDIST foi desenvolvido pelo CEPEL a pedido da Agência Nacional de Energia Elétrica.

- Tipologia do Segmento Mecânico;

- Tipologia do Segmento Metalúrgico;

- Tipologia do Segmento Outros;

- Tipologia do Segmento Alimentício;

- Tipologia do Segmento Plástico;

- Tipologia do Segmento Papel e Celulose;

- Tipologia do Segmento Têxtil;

- Tipologia do Segmento Cerâmica.

As tipologias podem ser classificadas conforme o potencial decrescente de modulação em três grupos: Grupo 1 - calçadista e moveleiro; Grupo 2 - mecânico e metalúrgico e Grupo 3 - alimentício, plástico, papel e celulose, têxtil e cerâmica.

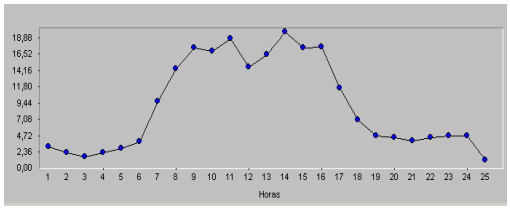

Figura 7.1 - Tipologia do Seguimento Calçadista

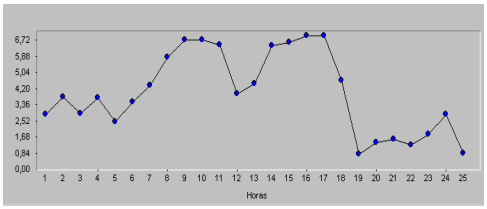

Figura 7.2 - Tipologia do Segmento Moveleiro

As figuras Figura 7.1 e Figura 7.2 apresentam as tipologias do Grupo 1 - calçadista e moveleiro - e de maior potencial de modulação de carga.

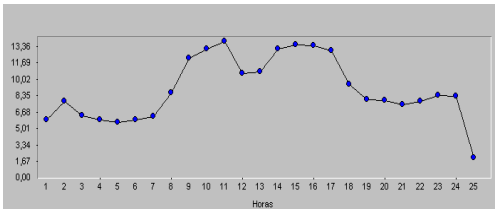

Figura 7.3 - Tipologia do Segmento Mecânico

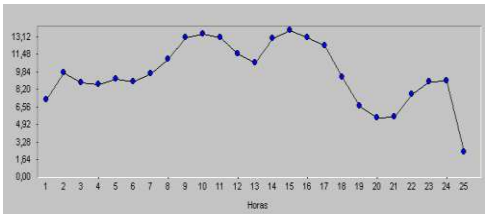

Figura 7.4 - Tipologia do Segmento Metalúrgico

As figuras Figura 7.3 e Figura 7.4 apresentam as tipologias do Grupo 2 mecânico e metalúrgico.

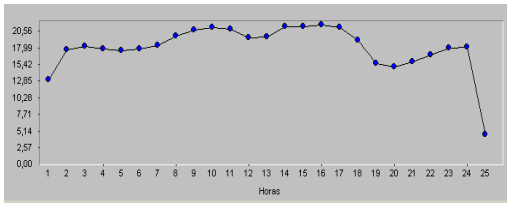

Figura 7.5 - Tipologia do Segmento Alimentício

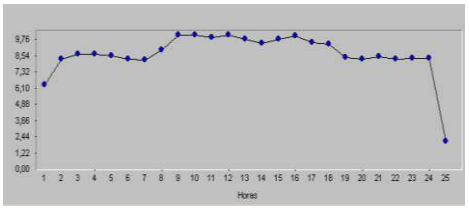

Figura 7.6 - Tipologia do Segmento Plásticos

As figuras Figura 7.5 e Figura 7.6 apresentam exemplos de tipologias do Grupo 3 - alimentício e plástico.

As tipologias de carga do Grupo 1 - calçados e móveis - representam uma grande capacidade de deslocamento de carga para um terceiro turno, que se inicia às 22h e termina às 6h, porque se encontra com pico de consumo centralizado entre os horários das 6h às 17h e um vale durante o horário de almoço, facilitando o enquadramento e adesão das indústrias.

É provável que, para a indústria mecânica Grupo 2 mesmo tendo tecnicamente um potencial menor que o apontado acima para efeitos de modulação de carga, seja atrativo promover um deslocamento, uma vez que já possui um regime de trabalho em três turnos, o que não acontece com a maioria das outras candidatas apontadas. Isso implicaria em menor investimento para aumentar sua capacidade de produção na madrugada, aliviando o sistema durante o dia.

A Tabela 7.3 apresenta as regiões da CPFL, recomendadas para a implantação do piloto de tarifa diferenciada pelo critério do estudo da curva de carga, e suas respectivas indústrias predominantes em Média Tensão (A4).

Tabela 7.3 - Regionais Selecionadas e seu Respectivo Parque Industrial

Regional	Indústrias Dominantes na Regional
Marília	Alimentícia, Plástico, Metalúrgica e Mecânica.
São Carlos	Mecânica, Alimentícia e Têxtil.
São José do Rio Preto	Alimentícia, Agrícolas de Criação Animal, Mobiliário e Metalúrgica.
Franca	Calçadista, Borracha e Couros, Peles e Produtos Similares.

Procurando ordenar os processos acima descritos pela facilidade de modulação de carga, seria indicada a seguinte ordem: Indústria de Mobiliários, Alimentícia, Plástica, Metalúrgica, de Borracha, Calçadista, Mecânica, Criação Animal, Couros, Peles e Produtos.

Analisando-se pelo tipo de processo, todas as regiões possuem potencial semelhante de modulação, com uma leve tendência para São José do Rio Preto, que tem maior concentração de indústrias de Mobiliário, as quais possuem grande potencial de modulação. Esta análise, realizada de maneira empírica (detalhes no Apêndice D - Análise por Tipo de Processo e Análise das Regiões para Implantação de Estudo de Caso pela CPFL), deve ser cruzada com o resultado apresentado pela aplicação do questionário I para comprovar estatisticamente ou não o nível de realismo destas afirmações.

Os Resultados da Pesquisa de Campo e das Medições

A Tabela 7.4, resultado da análise dos dados da pesquisa de campo e das medições, mostra em ordem decrescente os segmentos com maiores possibilidades de modulação. Essa hierarquização considerou algumas das variáveis levantadas pelo resultado do questionário I.

Tabela 7.4 - Hierarquização dos Segmentos Pesquisados

SEGMENTO	HIERARQUIA
Móveis	1
Calçados	2
Outros	3
Mecânica	4
Metalúrgica	5
Cerâmica	6
Alimentos	7
Celulose & Papel	8
Mat. Plástico	9
Têxtil	10

É claro que outros fatores devem ser considerados para se avaliar os impactos de uma tarifa que motive consumidores a mudar seu perfil de carga, aproveitando o período da madrugada. O tipo de processo industrial, número de turnos de operação e capacidade de novos investimentos por parte desses consumidores são exemplos de variáveis consideradas.

7.2 Pesquisa de Campo II

Esta segunda pesquisa de campo é voltada exclusivamente às indústrias de calçados e de móveis do subgrupo A4, pertencentes à área de concessão da empresa. Estes ramos de atividade industrial foram selecionados de acordo com o resultado da primeira pesquisa.

O objetivo da pesquisa é fundamentalmente selecionar uma determinada quantidade de unidades industriais com características que pudessem contribuir no estudo de caso. Conhecimento detalhado de seus processos e planilha de custo mostraram-se itens determinantes neste estudo.

POPULAÇÃO-ALVO

Como universo da análise, foram escolhidos os segmentos calçadista e moveleiro, com demanda média de energia acima de 200 KWh.

DESENHO AMOSTRAL

Os estudos e análises da pesquisa I determinaram dois segmentos como de maior potencial para um possível deslocamento de sua carga: calçados e móveis. A partir da base de dados fornecida pela CPFL, constatou-se um total de 171 unidades do setor calçadista e 87 do moveleiro.

Devido a problemas essencialmente operacionais, determinou-se um critério de seleção dos clientes de ambos os segmentos com demanda acima de 200 kW - clientes com gerente de conta

pela CPFL. Com este perfil, o conjunto inicial foi reduzido a 26 unidades para o setor calçadista e 23 no moveleiro.

A amostra foi estratificada em relação aos fatores: (1) setores industriais e (2) faixa de demanda média anual. Os setores são os dois apresentados acima, e as faixas de demanda foram escolhidas como: entre 200 e 300 kW, entre 300 e 500 kW, entre 500 e 1000 kW e acima de 1000 kW, resultando em um total de 8 estratos distintos. A seleção das unidades da amostra foi feita de forma decrescente em relação às faixas de demanda, priorizando-se a escolha das unidades dentro das maiores faixas.

Um problema operacional avaliado na pesquisa II foi a escolha das cidades onde seria realizada. No caso do segmento calçadista, já existe uma concentração natural deste em 3 cidades do estado - Franca, Birigui e Jaú. Já em relação ao segmento moveleiro, há maior dispersão no que diz respeito às cidades. Porém, em relação às faixas de demanda de interesse, ocorre uma certa concentração nas cidades de Mirassol e Jaci. Outras cidades escolhidas foram Nova Odessa, Sumaré e Birigui.

UNIDADES AMOSTRAIS

Como unidades amostrais, apresentam-se as indústrias com características especificadas pela população-alvo. Para um nível de significância e uma faixa de erro abaixo de 10%, selecionou-se, de forma sistemática, um total de 15 unidades em ambos os setores, conforme descrito nas tabelas Tabela 7.5 e Tabela 7.6.

Tabela 7.5 - Regra de Escolha do Segmento Calçadista em Relação à Faixa de Demanda

Amostras Setor Calçadista		
Demanda kW	Selecionar	Total na faixa
200 a 300	7	13
300 a 500	4	9
500 a 100	3	3
Acima de 1000	1	1
Total	15	26

Tabela 7.6 - Regra de Escolha do Segmento Móveis em Relação à Faixa de Demanda

Amostras Setor Móveis		
Demanda kW	Selecionar	Total na faixa
200 a 300	7	14
300 a 500	3	3
500 a 100	3	4
Acima de 1000	2	2
Total	15	23

FAIXA DE ERRO

A faixa de erro é da ordem de 10% para a pesquisa.

A EXECUÇÃO DA PESQUISA

Para cumprir o propósito de levantar os custos e benefícios, além de detalhes dos processos produtivos sob a ótica do consumidor, um questionário foi formatado para a obtenção das seguintes informações:

- Consumo e demanda de energia elétrica dos últimos 12 meses e seu respectivo custo;

- Informações referentes ao consumo específico e custo unitário de produção;

- Produção dos últimos 12 meses e seus respectivos custos;

- Número de turnos utilizados para a produção e seus respectivos horários;

- Representatividade da folha de pagamento no custo de produção;

- Parcela do consumo de energia elétrica não relacionada diretamente com a produção;

- Tipo de processo - contínuo ou realizado em células de produção;

- A existência de horários no caso de algum equipamento especial ser acionado e que represente aumento excessivo do consumo de energia elétrica;

- Nível de automação da empresa;

- Possibilidade de modulação de carga.

Estrutura do Questionário Piloto

Para cumprir a função de determinar a relação custo-benefício na efetivação de deslocamento do horário de produção, o questionário aborda basicamente quatro aspectos:

I - Identificação do consumidor;

II - Consumo específico e custo unitário de produção;

III - Caracterização do processo de fabricação;

IV - Informações da possibilidade de modulação.

Aplicação "Pré-Teste" do Questionário

Com o objetivo de verificar a consistência do questionário, foi realizado um "pré-teste" em sete empresas (uma a mais do que as seis inicialmente previstas), sendo quatro do setor calçadista - na cidade de Franca - e três do setor moveleiro - nas cidades de Mirassol e Jaci. Para a realização do teste piloto do questionário, foram escolhidas empresas que se enquadrassem nas faixas de demanda pré-estabelecidas - entre 200 e 300 kW, 301 kW a 500 kW, de 500 a 1000 kW e acima de 1000 kW.

A aplicação do "pré-teste" foi importante, principalmente para verificar o entendimento das perguntas pelo entrevistado e sua eficácia. Dessa forma, alterações puderam ser feitas de forma a tornar o questionário o mais eficiente possível no cumprimento de seu objetivo. Nesse sentido, acredita-se que o "pré-teste" tenha alcançado seu propósito.

Após esta etapa, já com a versão final do questionário (Apêndice B), foram entrevistadas 30 empresas igualmente divididas entre os segmentos calçadista e moveleiro, sendo todas do subgrupo A4 e acima de 200 kW de demanda média anual.

PESQUISA DE CAMPO II: RESULTADOS

Abaixo estão relacionados os resultados resumidos da Pesquisa de Campo II. No Apêndice F, essa pesquisa é apresentada de forma mais detalhada.

O Segmento de Móveis

No total, foram entrevistadas 16 empresas do setor moveleiro, de portes variados, com uma grande diversidade de faixas de consumo de energia elétrica. Em 2004, o perfil da demanda média registrada foi de 342 kW.

O perfil do consumo médio mensal em horário fora de ponta (FPt) e de ponta (Pt) apresentou uma grande relação entre consumo de ponta e fora de ponta, chegando a ser de 115 vezes. Dessa forma, concluiu-se que as empresas moveleiras, em geral, não trabalham em horário de ponta.

A partir da comparação do volume mensal de produção de cada empresa com seu consumo médio mensal de energia elétrica, constatou-se que o valor médio de consumo por unidade produzida é muito grande. Em média, consome-se 6,067 kWh por peça, e o desvio em relação a esta média também é amplo, indo de 1,384 a 39,067 kWh/peça.

Esta grande faixa de variação pode ser explicada por alguns fatores, como os vários modelos de móveis produzidos, que vão desde um simples banco até um grande guarda-roupa. Além disso, devem ser analisados o processo, os equipamentos, o nível de automação e outros.

Este atributo da indústria moveleira aponta para um fator importante na implantação de uma tarifa diferenciada no segmento: a necessidade de se verificar caso a caso, em conjunto com os outros custos de produção e mão-de-obra.

O custo médio mensal de produção das empresas por unidade produzida é grande, variando de R$21/unidade a R$350/unidade. Em média, o custo unitário encontra-se em R$84,18/unidade, com um desvio padrão de R$80,81/unidade. Novamente, esta ampla faixa de variação pode ser

explicada, sobretudo, pelos vários tipos de móveis produzidos, além de outros fatores, já anteriormente explanados.

A relação entre a folha de pagamento da empresa e seu custo total de produção é uma das mais importantes a ser analisada, pois alterar o horário de produção - por exemplo, deslocando-o para o período noturno - implica em acréscimos substanciais da folha de pagamento. Estes, normalmente, são da ordem de 20%, mas há casos de acordos sindicais, como na região de São José do Rio Preto, que chegam a 25% em função do adicional noturno.

A proporção da folha de pagamento em relação ao custo total de produção varia de 8% a 25%, com média de 12,5% e desvio padrão de 5,2%. Pode-se afirmar que esta é uma variação considerável, levando-se em conta, sobretudo, que são processos semelhantes e, portanto, deveriam ocupar, proporcionalmente, o mesmo número de funcionários.

Uma tentativa de justificar esta disparidade pode estar no cruzamento deste índice com o nível de automação empregado na empresa, verificando sua correlação, pois supõe-se que, quanto maior o nível de automatização do processo, menor será a intensidade de mão-de-obra e, consequentemente, menor a proporção da folha de pagamento em relação aos custos de produção.

Porém, nesta fase dos trabalhos, não se verificou a proporção do nível de automação de cada empresa. Esta questão ficou limitada à pergunta 8, que indagou sobre a possibilidade de aumento do nível de automação na empresa.

Nesse contexto, realizou-se uma comparação entre a proporção da folha de pagamento em relação ao custo de produção e empresas que se julgam suficientemente automatizadas (Questão 8). A partir daí, constatou-se que, das três empresas que responderam "não" a esta questão, estão as que apresentam menor proporção folha de pagamento e custo de produção. Isso é uma indicação de que realmente a variação da folha de pagamento no nível de produção está relacionada ao nível de automação da empresa.

Dessa forma, em uma primeira análise, parece que a introdução de uma tarifa diferenciada, com seu preço reduzido em horários de menor utilização do sistema, deverá ser bem dificultada, quando vista sob a ótica econômica. A folha de pagamento chega a corresponder a 15 vezes o

custo da energia elétrica. Portanto, se o acréscimo para o trabalho noturno é superior a 20%, nestas condições, nem que a energia elétrica fosse oferecida gratuitamente, compensaria ao empresário aderir a este tipo de tarifação.

Porém, esta análise não pode se basear somente nessa informação. Para se concluir a respeito, é necessária a realização de um estudo mais aprofundado do processo, verificando os custos individualmente para cada etapa, o que foi realizado na terceira fase da pesquisa.

Em relação ao nível de automação das empresas (Questão 8), verificou-se que, das 16 entrevistadas, 13 responderam que podem aumentar o seu nível de automação e não fazem isso por conta da necessidade de grandes investimentos.

Em geral, as indústrias de móveis possuem um tipo de processo semelhante entre si, seguindo o mesmo layout - inicia pelo corte, seguido pela usinagem, acabamento e pintura, sendo cada uma destas etapas considerada uma célula de produção.

Verifica-se que 75% dessas empresas fazem estoque intermediário durante o processo de fabricação, atributo este que torna o segmento um dos melhores, analisando-se sob o aspecto técnico, para a realização de modulação de carga. Esta opinião é compartilhada pelos entrevistados, pois nove dos 16 pesquisados consideram que tecnicamente é possível a introdução de uma tarifa especial no setor moveleiro.

Sob o ponto de vista do aumento do consumo de energia elétrica para a realização da modulação de carga, somente 12,5% dos entrevistados responderam que isto poderia ocorrer. De fato, se o deslocamento for realizado para o horário noturno, o que é esperado, deverá haver aumentos do consumo de energia elétrica, principalmente para o uso em iluminação. O fato de 87,5% acharem que isto não deverá ocorrer pode estar ligado ao uso de iluminação em qualquer horário em que se esteja produzindo.

A verificação das hipóteses acima indicadas só pôde ser feita com a realização da terceira etapa de pesquisa prevista neste trabalho, que envolveu o conhecimento mais detalhado do processo de fabricação.

O Segmento de Calçados

No total foram entrevistadas 18 empresas do setor calçadista, sendo que 14 fabricam pares de calçados e quatro são fábricas de solado e placas de E.V.A. (etil vinil acetato). Na validação dos dados coletados para as empresas de calçados, nove questionários foram considerados válidos.

As empresas possuem uma grande diversidade de faixas de demanda de energia elétrica. Em 2004, a demanda média registrada foi de 200 a 300 kW em seis empresas, na faixa de 400 a 600 kW em duas delas e uma empresa com 1.157 kW.

O perfil do consumo médio mensal em horário fora de ponta (FPt) e de ponta (Pt) apresentou uma grande relação entre consumo de ponta e fora de ponta, chegando a ser de 72 vezes. Assim, concluiu-se que as empresas calçadistas, em geral, não trabalham em horário de ponta.

O valor médio de consumo por unidade produzida é 1,59 kWh por par. O limite inferior e superior em relação a esta média é amplo, indo de 0,71 a 2,96 kWh/par. Esta faixa de variação pode ser explicada por alguns fatores, como os vários tipos e modelos de calçados produzidos, que vão desde um simples sapato até botas sofisticadas. Além disso, devem ser analisados o processo, os equipamentos, o nível de automação e outros.

Esta característica da indústria calçadista aponta para um fator importante na implantação de uma tarifa diferenciada no segmento: a necessidade de se verificar caso a caso, em conjunto com os outros custos de produção e mão-de-obra.

A variação do custo de produção por unidade produzida é ampla - faixa de R$20/par a R$60/par. Em média, o custo unitário encontra-se em R$39,11/par. Novamente, esta grande faixa de variação pode ser explicada, em especial, pelos diversos tipos de calçados produzidos, além de outros fatores, como os anteriormente explanados.

Conforme já apresentado no segmento moveleiro, a relação entre a folha de pagamento da empresa e seu custo total de produção também é uma das mais importantes no caso do setor calçadista, em virtude do adicional noturno.

A proporção da folha de pagamento em relação ao custo total de produção varia de 15% a 35%, com média de 22%. Pode-se avaliar que esta é uma variação considerável, sobretudo, levando-se em conta que existem diferenças no custo da matéria-prima.

Uma análise que pode justificar esta disparidade é o cruzamento deste índice com o nível de automação empregado na empresa, verificando sua correlação, pois supõe-se que quanto maior o nível de automatização do processo, menor será a intensidade de mão-de-obra e, por conseguinte, menor a proporção da folha de pagamento em relação aos custos de produção.

Porém, tal como no setor moveleiro, não se verificou a proporção do nível de automação de cada empresa calçadista nesta etapa da pesquisa. Esta questão ficou limitada à pergunta 8, que indagou sobre a possibilidade de aumento do nível de automação na empresa.

Nesse sentido, uma comparação entre a proporção da folha de pagamento em relação ao custo de produção e empresas que se julgam suficientemente automatizadas (Questão 8) foi realizada. Dessa forma, constatou-se que não há relação entre as empresas que gastam menos com mão-de-obra e aquelas que apontam a possibilidade de aumentar seu nível de automação. Isso indica que o segmento calçadista utiliza um processo extremamente manual, e a percepção de automatizar a empresa ainda não se faz presente no entrevistado.

Em uma primeira análise, da mesma forma que no segmento de móveis, a introdução de uma tarifa diferenciada no setor calçadista, com seu preço reduzido em horários de menor utilização do sistema, deverá ser dificultada, quando vista sob o ponto de vista econômico.

A folha de pagamento no segmento de calçados chega a corresponder a 66 vezes o custo da energia elétrica. Portanto, igualmente ao constatado nas empresas de móveis, se o acréscimo para o trabalho noturno é superior a 20%, nestas condições, nem que a energia elétrica fosse oferecida de graça, compensaria ao empresário aderir a este tipo de tarifação.

Contudo, este julgamento não pode se basear somente nesta informação. Para se concluir a respeito, é preciso que seja realizada uma análise mais profunda do processo, na qual seriam verificados os custos, individualmente, para cada etapa, O estudo detalhado desse processo foi realizado na aplicação do terceiro questionário.

A partir da questão sobre o nível de automação (Questão 8), verificou-se que, das nove empresas entrevistadas, cinco responderam que podem aumentar o seu nível de automação e não fazem isso por conta da necessidade de grandes investimentos. Mas também há aquelas que já estão investindo. Somente uma empresa respondeu que o retorno do investimento é inviável.

Os processos no segmento calçadista são semelhantes entre si, seguindo o mesmo tipo de layout – corte, preparação, presponto, montagem, plancheamento, acabamento, expedição e embalagem. Cada uma dessas etapas representa uma célula de produção, e 100% das empresas consideram o processo como contínuo ou misto.

Verifica-se que 44,4% das empresas possuem estoque intermediário durante o processo de fabricação, tornando este segmento bastante propício para a modulação de carga. Por meio do questionário, seis das nove empresas entrevistadas consideraram que, tecnicamente, é possível a introdução de uma tarifa especial no setor calçadista.

Sob o ponto de vista do aumento do consumo de energia elétrica para a realização da modulação de carga, nenhuma das empresas pesquisadas respondeu que isto poderia ocorrer. Se o deslocamento for realizado para o horário noturno, pode haver o aumento do consumo de energia elétrica, sobretudo, para o uso em iluminação. O fato de 100% delas achar que isto não deverá acontecer pode estar relacionado ao uso de iluminação em qualquer horário de produção.

Tal como no segmento moveleiro, a verificação das hipóteses acima indicadas acontece na terceira etapa da pesquisa, que envolve o conhecimento mais detalhado do processo de fabricação.

7.3 Pesquisa de Campo III

A partir dos dados obtidos na pesquisa de campo II, foi desenvolvida a terceira etapa do estudo – Pesquisa de Campo III, com o propósito de simular um estudo de caso da implantação de uma tarifa diferenciada a ser aplicada nos consumidores selecionados a partir de informações levantadas na fase anterior do estudo.

Dessa forma, foi realizado um levantamento de campo (Questionário 3) através de entrevistas com consumidores industriais dos segmentos calçadista e moveleiro, com o objetivo de obter os dados das empresas e detalhar o seu regime de funcionamento, verificando sua planilha de custos para as unidades fabricadas e detalhes dos processos de fabricação, como energia consumida, carga instalada, número de funcionários trabalhando e horários de funcionamento. O questionário 3 pode ser verificado no Apêndice C.

A amostra foi definida em função das empresas que se mostraram interessadas em participar da continuidade do estudo. Durante a aplicação do questionário 2, elas foram indagadas sobre o interesse em participar e, caso a resposta fosse afirmativa, deveriam estar dispostas a abrir sua planilha de custos e a receber os pesquisadores em seu processo produtivo para a coleta dos dados do questionário 3. Outro ponto considerado para a seleção foi incluir empresas que já possuíam uma planilha de custos mais detalhada. Dessa forma, foram selecionadas para a terceira etapa da pesquisa cinco empresas de calçados e cinco de móveis.

O questionário 3, aplicado por pesquisadores experientes, foi preenchido por meio de entrevistas com os responsáveis pela planilha de custos da empresa, além de discussões sobre a possibilidade de se alterar horários dos processos e um acompanhamento em todo o processo produtivo levantando os dados no chão de fábrica.

As informações obtidas nas empresas foram utilizadas para simular um possível percentual de desconto na conta de energia elétrica, necessário para compensar os custos da introdução de um novo horário de produção (período das 22h às 6h), ou seja, de um novo posto tarifário para esse período.

LEVANTAMENTO DE DADOS DA CPFL

Os dados da concessionária foram levantados com o objetivo de simular um possível percentual de desconto na conta de energia elétrica que seria compensado com o adiamento do investimento previsto na região elétrica estudada.

Inicialmente, pensou-se em simular esse percentual de desconto para três níveis: o primeiro para todo o sistema da concessionária; o segundo por grandes regiões elétricas, dividindo a CPFL em três áreas - Sudeste, Nordeste e Noroeste, havendo a opção por uma delas; e o terceiro por região elétrica de uma grande cidade, incluindo os municípios atendidos.

Para a análise do primeiro e segundo níveis, a CPFL avaliou que os dados necessários para a simulação são considerados extremamente estratégicos e, como estes se tornariam públicos, descartou-se essa análise. Em vista disso, optou-se por fazer as simulações somente com os dados do terceiro nível que, além de fornecer uma indicação mais apurada dos resultados, seriam um sinalizador para os níveis superiores.

A região elétrica escolhida para a simulação foi a de Franca, onde a concessionária tem investimento previsto e o número de consumidores A4 do segmento calçadista é bastante expressivo.

RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Simulação de Modificações Tarifárias

As simulações foram elaboradas com o objetivo de encontrar um ponto de equilíbrio entre os custos adicionais necessários ao consumidor para a modulação de carga e os ganhos da concessionária com o adiamento dos investimentos na região elétrica. Esse ponto de equilíbrio foi expresso por um percentual de desconto na tarifa de energia elétrica. Para o consumidor, essa economia deveria cobrir seus novos custos com a modulação de carga (perspectiva do consumidor) e, para a concessionária, a redução na tarifa seria coberta pela obtenção de ganhos com o investimento adiado (perspectiva da concessionária).

PERSPECTIVA DO CONSUMIDOR

As tabelas - Tabela 7.7, Tabela 7.8, Tabela 7.9, Tabela 7.10, Tabela 7.11, Tabela 7.12 - referem-se aos dados obtidos junto aos consumidores na aplicação do questionário 3. Vale ressaltar que, abaixo dessas tabelas, é detalhado o conteúdo de cada item. Por questão de confidencialidade, não são apresentados os dados de entrada para as simulações de empresa por empresa. São divulgados apenas os dados de saída, importantes para as conclusões. A Tabela 7.7 lista os seis processos da empresa e sua respectiva carga, número de turnos, tempo de operação por turno, além de levantar a produção da empresa.

Tabela 7.7 - Dados da Empresa

		A	B	C	D	E
item		Nº funcionários	Carga kW	Nº turnos	Horas de operação	Produção
1	empresa	298	250	1	por turno	
2	processo 1 corte	40	20	1	8,8	
3	processo 2 pesponto	120	40	1	8,8	
4	processo 3 moldação	2	60	1	8,8	30000
5	processo 4 montagem	84	40	1	8,8	
6	processo 5 acabamento	15	20	1	8,8	
7	processo 6 expedição	3	4	1	8,8	

Item 1 – coluna A: número total de funcionários da empresa;

Item 2 a 7 – coluna A: número de funcionários alocados em cada processo;

Item 1 – coluna B: carga em funcionamento da empresa (em kW);

Item 2 a 7 – coluna B: carga instalada em funcionamento em cada processo (em kW);

Item 1 – coluna C: número de turnos em que funciona a empresa;

Item 2 a 7 – coluna C: número de turnos em que funciona cada processo;

Item 2 a 7 – coluna D: número de horas de operação por turno em que funciona cada processo;

Coluna E: volume mensal produzido pela empresa em número de unidades.

A Tabela 7.8 fornece os principais custos da empresa. O objetivo foi levantar os custos influenciados em uma alteração de horário de funcionamento dos processos.

Tabela 7.8 - Planilha de Custo

item	descrição	R$/unidade prod.	
8	Custo com mão de obra	0,37	
9	Custo com mão de obra terceiriza	0,00	
10	Custo com energia elétrica	0,12	
11	Custo de outras fontes de energia	0,00	
12	Custo com materia prima	1,90	
13	Custo com estoque	0,02	
14	Custo da área em m²	0,00	
15	outros custos	1,42	
16	Custo do produto final	3,83	
17	Custo c/ tributos icms, pis,cofins	0,72	18,7%
18	Custo com entregas/frete	0,05	
19	comissões, lucro e outros	0,10	
20	Custo Total de venda	4,70	

Item 8 – Custo com mão-de-obra: expresso em Reais por unidade produzida - utiliza-se a folha de pagamento da empresa dividido pelo número de unidades produzidas. A Planilha considerou o impacto na mão-de-obra com modulação apenas para o adicional noturno. Não foram levados em conta, eventualmente, outros custos relacionados à mão-de-obra, como treinamento, o qual pode ser necessário para um funcionamento noturno.

Item 9 – Custo com mão-de-obra terceirizada: expresso em Reais por unidade produzida. A mão-de-obra terceirizada pode sofrer alterações com o novo funcionamento da empresa. Por exemplo, se for criado mais um turno, a mão-de-obra terceirizada pode ser reduzida.

Item 10 – Custo com energia elétrica: o valor da conta de energia dividido pelo número de unidades produzidas, expresso em Reais por unidade produzida.

Item 11 – Custo de outras fontes de energia: outras fontes de energia podem migrar para a energia elétrica com as eventuais alterações propostas.

Item 12 – Custo com matéria-prima: expresso em Reais por unidade produzida. Na modulação, poderá ser necessária uma maior quantidade de matéria-prima em função de estoques que podem ser criados, como estoques intermediários. Essas alterações podem provocar mudanças contratuais com fornecedores, reduzindo ou aumentando seus custos.

Item 13 – Custo com estoque: pode ser utilizado o custo financeiro do material estocado, necessário para atravessar todos os processos de produção. A criação ou redução de estoques pode aumentar ou reduzir o tempo de produção.

Item 14 – Custo da área em m²: custo mensal da área utilizada pela empresa. As alterações de layout e criação de estoques intermediários podem provocar a necessidade de uma área maior ou menor; em algumas situações extremas, até a mudança de prédio.

Item 15 – Outros: custos não detalhados para composição do custo final da unidade produzida antes dos impostos, frete, comissões de venda, publicidades, despesas bancárias e outros.

Item 16 – Custo final da unidade produzida: o custo do produto final deve ser reduzido com as alterações. Verificando-se os custos e os benefícios, deverá ser calculado o payback; portanto, será importante obter os dados dos recursos necessários ao longo do tempo.

Item 17 – Custo com tributos, PIS, Cofins, ICMS: entrar com o percentual pago pela empresa. Devido às diferenças entre o mix de exportação do produto, esse percentual varia de empresa para empresa e de produto para produto; portanto, ele é médio.

Item 18 – Custo com entregas e fretes: a logística de entrega do produto também pode sofrer alteração com o novo funcionamento da empresa.

Item 19 – Comissões, lucro, publicidade, despesas bancárias e outros.

Item 20 – Preço final de venda do produto.

A Tabela 7.9 refere-se à discussão sobre quais processos poderiam ter seu horário de funcionamento alterado e como ficaria o seu novo funcionamento expresso em percentagem. Os dados são números de funcionários que acompanhariam o novo funcionamento do processo e quanto da carga do processo seria alterada. Outro ponto importante levantado foi quanto custaria o adicional noturno na folha de pagamento para o processo funcionar das 22h às 6h.

Tabela 7.9 - Dados de Modulação

		A	B	C
item	PROCESSOS	modulação funcionários	modulação carga	adicional noturno
21	processo 1	50%	50%	20%
22	processo 2	50%	50%	
23	processo 3	0%	0%	
24	processo 4	0%	0%	
25	processo 5	0%	0%	
26	processo 6	0%	0%	

Itens 21 a 26 - coluna A: entrar com o percentual de funcionários, que incidirá sobre o total de funcionários do processo, que trabalharão no novo horário para a modulação.

Itens 21 a 26 - coluna A: entrar com o percentual da carga em kW, a qual incidirá sobre o total de funcionários da carga do processo, que irá funcionar no novo horário para a modulação.

Coluna C: entrar com o percentual pago para o adicional noturno, considerando que a modulação sempre acontecerá após às 22h e se encerrará às 6h.

A Tabela 7.10 trabalha com os dados da tarifa de energia e simula, na coluna B, os descontos durante o período das 22h às 6h (item 30) e o eventual acréscimo na tarifa durante os demais horários.

Tabela 7.10 - Dados da Conta de Energia Elétrica

item	Energia Elétrica			
		A	B	C
		preço R$/kWh	Variação % c/mod	consumo kWh
27	Normal de dia	0,2		86206
28	Normal na ponta	0,8		2999
29	Aumento dia		0%	
30	Redução madrugada		50%	

Item 27 - Coluna A: entrar com o preço da tarifa normal de dia em R$ por kWh, fora de ponta, paga pela empresa.

Item 27 - Coluna C: entrar com o consumo da empresa durante o período das 6h às 18h e das 21h às 6h em kWh, consumo fora de ponta.

Item 28 - Coluna A: entrar com o preço da tarifa na ponta em R$ por kWh, paga pela empresa.

Item 28 - Coluna C: entrar com o consumo da empresa durante o período das 18h às 21h em kWh, consumo na ponta.

Item 29 - Coluna B: entrar com o percentual de aumento no preço da tarifa média paga pela empresa no atual horário de funcionamento. Esse percentual pode variar de 0% até 100%, possibilitando simular um pequeno aumento na tarifa durante o dia de forma a incentivar o uso da energia após às 22h. O cálculo da planilha será feito sobre a tarifa média paga pela empresa entre ponta e fora de ponta, considerando o consumo da empresa nesses períodos.

Item 30 - Coluna B: entrar com o percentual de redução no preço da tarifa média paga pela empresa para incentivar o funcionamento das 22h às 6h. Esse percentual pode variar de 0% até 100%, possibilitando simular um desconto no preço da tarifa média de forma a incentivar o uso da energia após às 22h. O cálculo da planilha será feito sobre a tarifa média paga pela empresa entre ponta e fora de ponta, considerando o consumo da empresa nesses períodos.

Durante a aplicação do questionário, verificou-se que as empresas controlavam os seus custos de estoque através do tempo de permanência nestas, ou seja, o tempo entre a entrada de matéria-prima e a saída do produto. Esse tempo pode ser alterado em função da modificação do horário de funcionamento da empresa (Tabela 7.11).

Tabela 7.11 - Tempo de Estoque

item	ESTOQUE	Qde de dias	
		A	B
31		s/modulação	c/modulação
		4	4,5

Item 31 - Coluna A: entrar com o número de dias entre a entrada de matéria-prima e a saída do produto com ela elaborado. Como foi utilizado o custo financeiro do dinheiro nesse período, este valor pode ser alterado ou não com o novo funcionamento da empresa.

Item 31 - Coluna B: entrar com o novo número de dias entre a entrada de matéria-prima e a saída do produto com ela elaborado, função da alteração do funcionamento da empresa. No exemplo acima, houve uma alteração de meio dia.

A Tabela 7.12 considera que a empresa, ao optar por uma nova forma de funcionamento que demande a necessidade de criação de estoques intermediários, pode necessitar de uma área construída maior.

Tabela 7.12 - Dados de Área Construída

item	Área (estoque interm)m²	Área (m²)	
		A	B
32		s/modulação	c/modulação
		5000	5500

Item 32 - Coluna A: entrar com a área construída da empresa.

Item 32 - Coluna B: entrar com a nova área necessária para a modulação do processo.

No exemplo acima, houve um aumento na área construída de 500m², 10%, a ser destinada ao espaço necessário para o estoque intermediário, criado para a modulação.

PERSPECTIVA DA CONCESSIONÁRIA

A Tabela 7.13 refere-se a dados obtidos junto à CPFL, relativos à região elétrica de Franca. Os dados de cada coluna estão detalhados abaixo da tabela.

A região elétrica de Franca é atendida por 4 subestações com 6 transformadores, todas em tensão de 138-13,8 kV: SE Diamante - 25 MVA com 5 alimentadores; SE Franca - 2x25 MVA com 8 alimentadores; SE Guanabara - 26,6 MVA com 4 alimentadores; SE Resende - 2x25 MVA com 8 alimentadores,. As subestações estão listadas na coluna A, sua capacidade nominal na B, a demanda máxima ocorrida em 2004 na C, o consumo para todos os segmentos - residencial, industrial, comercial, rural, poder público e outros - na ,D e o faturamento na E.

O mercado da região de Franca, para o subgrupo de atendimento A4, é composto pela predominância de indústrias do setor calçadista, com 173 empresas. Os dados do segmento de

calçados A4 estão nas colunas G, H e I com demanda contratada, consumo e faturamento separados por transformador de subestação, respectivamente.

Na coluna J, encontra-se o investimento previsto. De acordo com o critério de planejamento de carregamento de subestações da CPFL, será necessária a ampliação, em 2005, da subestação Diamante. O objetivo é adequar a capacidade instalada à demanda prevista para a área atendendo adequadamente a carga dentro dos padrões estabelecidos pela concessionária. A obra prevê um investimento de R$ 4.390.000,00 (quatro milhões e trezentos e noventa mil reais).

Na coluna K, está o percentual a ser considerado para remunerar o investimento adiado.

Na coluna L, apresenta-se o total de carga do segmento calçadista a ser modulado. Adotou-se o valor de 30% por ser o maior valor possível entre as empresas de calçados analisadas. Esse valor alto foi adotado para se ter uma ideia melhor dos resultados da implantação da nova modalidade tarifária.

Tabela 7.13 - Dados da Concessionária

SE	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
	Nome SE	Demanda Instalada	Demanda Máxima	Consumo	Faturamento	Crescimento Médio proj.	DADOS DO SEGMENTO			Investimentos	Taxa TIR	Carga Modulada
							Demanda Contratada	Consumo	Faturamento			
		kVA	kVA	kWh	R$	%	kW	kWh	R$	R$	%a.a	%
SE 1	DIAMANTE	25.000	22.833	7.146.132	R$ 16.907.934	4	5606	9822650	R$ 2.990.046	4.390.000,00	15%	30%
SE 2	FRANCA 1	25.000	19.997	8.087.956	R$ 19.474.149	3,3	725	798355	R$ 285.329			30%
SE 3	FRANCA 2	25.000	24.285	6.389.786	R$ 15.214.375	4,1	5420	9446076	R$ 2.745.847			30%
SE 4	GUANABARA	26.600	16.853	5.099.241	R$ 12.678.714	3,9	3545	6492728	R$ 1.824.591			30%
SE 5	RESENDE 1	25.000	24.307	6.912.990	R$ 13.229.192	4,8	6595	9405513	R$ 3.223.985			30%
SE 6	RESENDE 2	25.000	19.946	5.587.880	R$ 12.302.770	4,5	1935	3234202	R$ 926.415			30%
SE 7		0	0									0%
SE 8		0	0									0%
SE 9		0	0									0%
SE 10		0	0									0%

Coluna A: nome das subestações, separadas por transformadores, que compõem a região elétrica.

Coluna B: demanda instalada - kVA, capacidade nominal do transformador instalado.

Coluna C: demanda máxima registrada no transformador durante o ano.

Coluna D: consumo registrado por transformador em kWh durante o ano.

Coluna E: faturamento em Reais durante um ano.

Coluna F: crescimento médio anual projetado para cada transformador, calculado sobre a projeção de 10 anos.

Coluna G: somatória das demandas contratadas em kW para os consumidores A4 do segmento calçadista ligados nas respectivas subestações.

Coluna H: somatória do consumo em kWh para os consumidores A4 do segmento calçadista ligados nas respectivas subestações.

Coluna I: somatória das contas de energia durante um ano para os consumidores A4 do segmento calçadista ligados nas respectivas subestações.

Coluna J: investimento previsto para a região elétrica.

Coluna K: taxa de remuneração do investimento.

Coluna L: percentual de modulação de carga do segmento considerado.

A Tabela 7.14 propõe um percentual para divisão dos ganhos da concessionária com o investimento adiado, além do repasse ao consumidor na conta de energia para o consumo que ocorrer no horário das 22h às 6h.

Tabela 7.14 - Parcela Compartilhada

ITEM			A
11	Parcela CPFL		50%

Item 11 - Coluna A: trata-se de um percentual que incide sobre a receita obtida com o investimento da concessionária que será adiado em função da carga liberada pelo consumidor. Esse ganho será dividido entre a concessionária e o consumidor. O ganho para o consumidor será repassado através do desconto na tarifa de energia, referente ao montante de carga que sofrerá modulação. Esse percentual significa que a concessionária ficará com 50% da receita referente ao investimento adiado, e 50% serão repassados como desconto na tarifa.

RESULTADOS

As simulações foram feitas através de planilhas Excel - uma simulando a perspectiva do consumidor e a outra a perspectiva da concessionária.

O objetivo foi buscar um ponto de equilíbrio entre o aumento nos custos do produto com mão-de-obra, área construída e estoque, e a compensação desses aumentos com a redução da conta de energia elétrica, mantendo, no mínimo, o mesmo custo final do produto.

Os resultados mostraram que a mão-de-obra representa até 35 vezes mais que o custo da energia elétrica. Portanto, qualquer aumento na mão-de-obra não é compensado pela redução da energia elétrica. Estes números inviabilizam qualquer perspectiva de se implantar um novo posto tarifário.

Os dados utilizados para a simulação sobre a perspectiva do consumidor foram obtidos no questionário 3, enquanto aqueles para a simulação da concessionária fornecidos pela CPFL para a região elétrica de Franca. Considera-se que, do ponto de vista da concessionária, os benefícios seriam advindos do investimento adiado e, sob a ótica do consumidor, os aumentos de custo na sua planilha seriam compensados pelos benefícios da concessionária com um desconto na tarifa da madrugada.

Concessionária

Do ponto de vista da concessionária, o benefício foi resultado do cálculo dos ganhos financeiros com o investimento adiado. A obtenção desse ganho foi determinada pela redução de demanda nas subestações que possibilitassem reduzir o seu carregamento e, consequentemente, adiar os investimentos previstos. Essa diminuição, provocada pela carga modulada, considerou um prazo em que as subestações atingissem novamente os carregamentos atuais determinado pelo crescimento de mercado.

A Tabela 7.15 apresenta os resultados da Região de Franca calculados com os dados de entrada da Tabela 7.13. A participação do segmento calçadista na demanda das subestações é bastante expressiva variando de 4,03% até 30,15%, o que contribuiria para se ter uma tarifa

especial local. Os demais resultados e as referências de cálculo são comentados abaixo da tabela, coluna por coluna.

Tabela 7.15 - Resultados da Concessionária por Subestação da Região Elétrica de Franca

		A	B	C	D	E	F
ITEM		Nome SE	Carregamento	Participação Segmento Demanda	Modulação	Nº meses adiamento	Faturamento Modulado
			%	%	%		R$
1	SE 1	DIAMANTE	91,33%	27,28%	8,18%	25	R$ 897.014
2	SE 2	FRANCA 1	79,99%	4,03%	1,21%	4	R$ 85.599
3	SE 3	FRANCA 2	97,14%	24,80%	7,44%	22	R$ 823.754
4	SE 4	GUANABARA	63,36%	23,37%	7,01%	22	R$ 547.377
5	SE 5	RESENDE 1	97,23%	30,15%	9,04%	23	R$ 967.196
6	SE 6	RESENDE 2	79,78%	10,78%	3,23%	9	R$ 277.925
7	SE 7						R$ 0
8	SE 8						R$ 0
9	SE 9						R$ 0
10	SE 10						R$ 0

Coluna A: nome das subestações, separando por números de cada transformador que a compõe.

Coluna B: carregamento da subestação em percentagem.

Coluna C: participação do segmento calçadista na demanda da subestação. Essa participação foi calculada considerando-se a somatória da demanda contratada de cada empresa.

Coluna D: percentual de modulação de carga referente à demanda, calculado considerando que 30% da demanda da empresa teriam condições de ser modulados. Esse percentual determina o quanto será cortado na ponta da subestação devido à modulação de carga.

Coluna F: faturamento modulado em Reais. Esse valor foi calculado considerando o consumo determinado pela carga modulada.

A Tabela 7.16 apresenta o percentual de desconto na tarifa de energia elétrica de 16,19% e o período em que esse desconto poderia ser concedido - 21 meses. Após esse período, o carregamento da região elétrica voltaria ao mesmo patamar de hoje, necessitando, portanto, de investimentos. A explicação dos valores da coluna encontra-se abaixo da tabela.

Tabela 7.16 - Resultados da Concessionária - Região Elétrica de Franca

Investimento Total	TOTAL do Faturamento Modulado	Rem. Inv. Adiado	Nºmeses adiamento média ponderada	Volume R$ desconto	% desconto na tarifa
A	B	C	D	E	F
R$ 4.390.000	R$ 3.598.864	R$ 1.165.096	21	R$ 582.548	16,19%

Coluna A: investimento previsto na Região Elétrica - aparece nos dados de saída apenas para facilitar a interpretação da tabela.

Coluna B: total anual do valor faturado no módulo, relativo ao consumo de energia.

Coluna C: remuneração do investimento adiado. O cálculo deste considerou uma taxa de remuneração de 15% por um período de 21 meses.

Coluna D: número de meses em que o investimento pode ser adiado. Para isso, foram considerados o crescimento da região elétrica e o período que atingirá novamente os níveis atuais de carregamento das subestações. O cálculo foi feito subestação por subestação e, posteriormente, realizou-se uma média ponderada com o carregamento de cada uma.

Coluna E: volume dos recursos em Reais que serão aplicados sobre a tarifa. Considerou-se uma divisão de 50% dos recursos obtidos com a remuneração do investimento adiado, ou seja, 50% para a concessionária e 50% para o consumidor através de desconto na tarifa de energia de 16,19%.

Coluna F: percentual de desconto na tarifa de energia elétrica. O percentual de 16,19% foi calculado considerando-se o volume de receita que a concessionária perderia pelo período de 21 meses pela receita total desse período caso não houvesse modulação de carga.

Consumidor

Do ponto de vista do consumidor, as variáveis que mais influenciaram na decisão de modulação de carga e apresentaram maior impacto na planilha de custo da empresa foram: folha de pagamento, aumento da área construída e o tempo da matéria-prima no estoque.

O maior impacto na planilha de custo é a folha de pagamento. Para o funcionamento da empresa a partir das 22h, é necessário o pagamento do adicional noturno, o qual, por legislação, é de 20%. No caso do segmento moveleiro na região de Mirassol, onde foi feito o levantamento de dados, esse valor é ainda maior: 25%. Isso se deve a um acordo entre o sindicato e as empresas da região.

A segunda variável, área construída, é devido à eventual necessidade de criação de estoques intermediários. Já a terceira variável, custo de estoque com a matéria-prima, ocorre pelo novo horário de funcionamento, que pode acrescer algumas horas entre a entrada da matéria-prima e a saída do produto final, aumentando o preço deste.

As tabelas Tabela 7.17 e Tabela 7.18 apresentam os resultados das cinco empresas de calçados e das cinco empresas de móveis, respectivamente. Para cada empresa, têm-se duas colunas: a primeira é a divisão de custos sem a modulação de carga, e a segunda a simulação dos custos com a modulação de carga. O valor de cada item de custo se refere a um percentual do preço final. Na última linha dessas tabelas, tem-se o percentual de modulação de carga utilizado para a simulação de cada empresa.

CALÇADOS

Na Tabela 7.17, os resultados mostram que, entre as variáveis que influenciam a modulação de carga, o item de maior impacto na planilha de custo é a mão-de-obra. Esta, invariavelmente, aumentou para todas as empresas devido ao acréscimo de 20% na simulação de funcionários trabalhando a partir das 22h. O custo com estoque também cresceu devido ao deslocamento da produção das 18h para as 6h. Contudo, o custo com a área construída não teve impacto, pois não foi informado pelas empresas entrevistadas. A única empresa que disponibilizou este custo, a Empresa 5, apresentou valores tão pequenos, que se perderam nas duas casas decimais depois da vírgula. Vale ressaltar que a energia elétrica teve o seu custo reduzido referente ao desconto de 16,19% na tarifa.

A partir dos dados apresentados na tabela, verifica-se que, na Empresa 1, sem modulação de carga, a mão-de-obra representa 21,96% do preço de venda do produto, e a energia elétrica

0,65%, ou seja, uma relação de 34 vezes. Com modulação, a mão-de obra passa a 22,59%, e a energia 0,60%, isto é, a relação foi para 38 vezes, representando um aumento maior na mão-de-obra em relação ao desconto dado para a energia elétrica, o que inviabilizaria a modulação de carga.

Tabela 7.17 - Resultados do Consumidor – Empresas de Calçados

DESCRIÇÃO	EMPRESA 1		EMPRESA 2		EMPRESA 3		EMPRESA 4		EMPRESA 5	
	Sem modulação	Com modulação	Sem modulação	Com modulação	Sem modulação	Com modulação	Sem modulação	Com modulação	Sem modulação	Com modulação
	%/unidade prod.		%/unidade prod.		%/unidade prod.		%/unidade prod.		%/unidade prod.	
Custo com mão de obra	21,96%	22,59%	17,91%	18,00%	15,88%	16,04%	7,88%	7,91%	16,88%	17,78%
Custo com m.o terceirizada	0,00%	0,00%	4,48%	4,44%	3,87%	3,86%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo com energia elétrica	0,65%	0,60%	0,67%	0,66%	0,77%	0,76%	2,55%	2,50%	2,71%	2,45%
Custo c/ outras fontes de energia	0,00%	0,00%	0,07%	0,07%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo com materia prima	57,17%	56,46%	44,77%	44,45%	30,35%	30,23%	40,45%	40,43%	8,88%	8,70%
Custo com estoque	0,80%	0,92%	1,87%	2,16%	0,21%	0,24%	0,45%	0,50%	2,92%	3,22%
Custo da área em m²	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,18%	0,00%
outros custos	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,19%	10,15%	30,23%	30,22%	26,47%	25,95%
Custo do produto final	80,57%	80,57%	69,77%	69,78%	61,27%	61,28%	81,56%	81,56%	58,05%	58,11%
Custo c/ tributos icms, pis,cofins	9,91%	9,91%	19,05%	19,05%	14,40%	14,40%	15,25%	15,25%	12,77%	12,78%
Custo com entregas/frete	0,00%	0,00%	2,09%	2,07%	3,04%	3,03%	1,06%	1,06%	5,00%	4,90%
comissões, lucro e outros	9,52%	9,52%	9,09%	9,09%	21,29%	21,30%	2,13%	2,13%	24,18%	24,20%
Preço Total de venda	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
% kWh modulado	32%		9,50%		1,87%		14,00%		47,14%	

A Tabela 7.18 apresenta as variações de cada item de custo por empresa, com a adoção da modulação de carga. O resultado final é um aumento no preço de venda do produto. A redução no custo de energia elétrica não consegue compensar os aumentos de custo com mão-de-obra e estoque.

Tabela 7.18 - Resultados do Consumidor – Empresas de Calçados

Diferença Percentual com a Modulação de Carga

DESCRIÇÃO	DIFERENÇA PERCENTUAL COM A MODULAÇÃO DE CARGA				
	EMPRESA 1	EMPRESA 2	EMPRESA 3	EMPRESA 4	EMPRESA 5
Custo com mão de obra	3,99%	1,21%	1,38%	0,41%	6,92%
Custo com m.o terceirizada	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo com energia elétrica	-5,18%	-1,54%	-0,30%	-2,27%	-7,63%
Custo c/ outras fontes de energia	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo com materia prima	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo com estoque	14,29%	14,29%	11,11%	11,11%	11,11%
Custo da área em m²	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
outros custos	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo do produto final	1,24%	0,74%	0,40%	0,04%	2,07%
Custo c/ tributos icms, pis,cofins	1,24%	0,74%	0,40%	0,04%	2,07%
Custo com entregas/frete	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
comissões, lucro e outros	1,24%	0,74%	0,40%	0,04%	2,07%
Preço Total de venda	1,24%	0,73%	0,39%	0,04%	1,97%

MÓVEIS

Na Tabela 7.19, tal como ocorreu no segmento calçacista, os resultados indicam que, entre as variáveis que influenciam a modulação de carga, o item de maior impacto na planilha de custo é a mão-de-obra. Esta aumentou para todas as empresas em virtude do acréscimo de 25% na simulação de funcionários trabalhando a partir das 22h. Os custos com estoque e área construída não foram informados pelas empresas de móveis.

Tabela 7.19 - Resultados do Consumidor – Empresas de Móveis

DESCRIÇÃO	EMPRESA 1		EMPRESA 2		EMPRESA 3		EMPRESA 4		EMPRESA 5	
	Sem modulação	Com modulação	Sem modulação	Com modulação	Sem modulação	Com modulação	Sem modulação	Com modulação	Sem modulação	Com modulação
	%/unidade prod.		%/unidade prod.		%/unidade prod.		%/unidade prod.		%/unidade prod.	
Custo com mão de obra	6,24%	6,60%	7,20%	7,75%	11,97%	12,59%	7,03%	7,36%	7,03%	7,36%
Custo com mão de obra terceirizada	3,26%	3,25%	2,89%	2,88%	0,00%	0,00%	3,43%	3,42%	3,43%	3,42%
Custo com energia elétrica	1,11%	1,01%	1,35%	1,26%	1,71%	1,56%	1,18%	1,07%	1,18%	1,07%
Custo de outras fontes de energia	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo com materia prima	83,00%	82,75%	78,97%	78,52%	75,36%	74,90%	77,90%	77,70%	77,90%	77,70%
Custo com estoque	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo da área em m²	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
outros custos	3,30%	3,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,19%	3,18%	3,19%	3,18%
Custo do produto final	96,90%	96,90%	90,42%	90,42%	89,05%	89,05%	92,73%	92,74%	92,73%	92,74%
Custo c/ tributos icms, pis,cofins	3,10%	3,10%	9,58%	9,58%	10,95%	10,95%	3,99%	3,99%	3,99%	3,99%
Custo com entregas/frete	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,29%	3,28%	3,29%	3,28%
comissões, lucro e outros	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Preço Total de venda	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
% kWh modulado	48%		36,15%		50,09%		56,46%		51,19%	

A Tabela 7.20 apresenta as variações de cada item de custo por empresa, com a adoção da modulação de carga. Os dados apresentados mostram um aumento no preço de venda do produto. A redução no custo de energia elétrica, tal como observado também nas empresas de calçados, não consegue compensar os aumentos de custo com mão-de-obra e estoque.

Tabela 7.20 - Resultados do Consumidor – Empresas de Móveis

Diferença Percentual com a Modulação de Carga

DESCRIÇÃO	DIFERENÇA PERCENTUAL COM A MODULAÇÃO DE CARGA				
	EMPRESA 1	EMPRESA 2	EMPRESA 3	EMPRESA 4	EMPRESA 5
Custo com mão de obra	5,79%	7,60%	5,46%	4,78%	8,09%
Custo com m.o terceirizada	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo com energia elétrica	-7,85%	-5,85%	-8,11%	-9,14%	-8,29%
Custo c/ outras fontes de energia	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo com materia prima	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo com estoque	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo da área em m²	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
outros custos	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Custo do produto final	0,31%	0,56%	0,62%	0,26%	0,22%
Custo c/ tributos icms, pis,cofins	0,31%	0,56%	0,62%	0,26%	0,22%
Custo com entregas/frete	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
comissões, lucro e outros	0,31%	0,56%	0,62%	0,26%	0,22%
Preço Total de venda	0,31%	0,56%	0,62%	0,25%	0,21%

8 Conclusões e Recomendações

Os resultados das simulações realizadas a partir dos dados levantados durante a pesquisa de campo III mostraram que, nos clientes dos setores calçadista e moveleiro, as despesas com mão-de-obra chegaram a ser 35 vezes maiores do que aquelas com eletricidade. Desse modo, sob a ótica desse consumidor, um deslocamento da produção para o período noturno e consequente aumento nos custos com pessoal (adicional noturno) inviabilizariam a implantação do novo posto tarifário, mesmo com tarifas muito baixas. Portanto, os eventuais benefícios com a menor tarifa não compensariam os novos custos com mão-de-obra.

Ainda na perspectiva do consumidor, algumas outras variáveis também influenciam o aumento dos custos de produção com a introdução de um terceiro turno, tais como o acréscimo de área construída e o tempo de matéria-prima no estoque. Esses fatores foram também quantificados, mas ainda o maior impacto é devido ao custo adicional com a mão-de-obra.

Dessa forma, foi possível demonstrar que, do ponto de vista dos consumidores, uma barreira existente para a introdução de um novo posto tarifário não é o custo da eletricidade e sim os custos associados à mão-de-obra. Esses resultados são semelhantes tanto para os consumidores do segmento moveleiro como calçadista.

Do lado da concessionária, as análises realizadas com os dados levantados junto à CPFL mostraram que haveria ganhos financeiros com o investimento adiado em obras de expansão do sistema de distribuição caso ocorresse uma alteração na curva de carga dos consumidores, aproveitando uma tarifa preferencial no período da madrugada. O mesmo não vale para o consumidor, conforme explicado acima, levando-se em conta ainda os níveis de desconto de tarifa que interessariam à CPFL, de acordo com as simulações.

Uma nova opção tarifária horosazonal que poderia ser atraente para os consumidores industriais é a criação de uma tarifa com três postos horários, sendo um deles, de baixo custo, na madrugada, tal como já existe em inúmeros países. A combinação de um novo posto tarifário na

madrugada, de baixo custo, de demanda e aplicação zonal e setorial, com a possibilidade de oferecimento de energia mais barata é atrativa e deve ser analisada cuidadosamente pela Aneel, na medida em que envolve a quebra de paradigmas atualmente vigentes, no que diz respeito à discriminação tarifária de consumidores.

Os estudos desenvolvidos indicaram certas atratividades para eventuais novas tarifas horosazonais em algumas regiões da área de concessão da CPFL e não em outras, em função de diferentes combinações de crescimento da carga, necessidade de novas obras e evolução dos custos marginais de distribuição. Uma abertura do órgão regulador no sentido de permitir tarifas diferenciadas de acordo com o sistema elétrico de uma região determinada permitiria um melhor aproveitamento dos ativos da concessionária e consequente desconto na tarifa para o consumidor.

Em algumas regiões, a ponta do sistema tem se deslocado para os finais de semana, onde a tarifa horosazonal não é aplicada. Estender a aplicação dessas tarifas para os finais de semana também trará economia para a concessionária e para o consumidor, evitando investimentos com índices de aproveitamento inadequados.

O modelo do software TARDIST, na sua configuração atual, não permite cálculos da TUSD envolvendo mais do que dois postos tarifários. Isso limita sobremaneira a sua utilização na análise de novas opções tarifárias envolvendo, eventualmente, um número maior de patamares. Para tal tipo de análise, o modelo teria que ser expandido, ou então, um novo software desenvolvido.

A eventual mudança do critério de classificação dos consumidores - de nível de tensão para nível de potência, tal qual ocorreu na França, e seus possíveis impactos nas tarifas horosazonais também sãos ideias interessantes a serem exploradas.

Da mesma forma, as tarifas horosazonais (tarifa amarela) e de fornecimentos interruptíveis podem ser opções interessantes para o consumidor residencial, para o qual o chuveiro elétrico é um grande vilão na ponta do sistema nacional.

A exigência da Aneel para que as concessionárias apresentem o cálculo do custo marginal utilizando a metodologia CIMLP trará à tona novamente as discrepâncias desses valores entre as concessionárias. O uso da metodologia baseada na Lei da Quantidade de Obras – LQO para

balizar os cálculos pelo método do custo incremental médio de longo prazo – CIMLP pode contribuir substancialmente para isso.

A proporção da capacidade do sistema pelo consumo aponta como a empresa pode proceder a um melhor gerenciamento dos ativos buscando um consumo maior através de descontos tarifários e programas de eficiência energética, desenvolvendo estudos para novas possibilidades de tarifas, as quais podem provocar um aumento de consumo. O estudo mostrou que existe disponibilidade no sistema para essas aplicações, principalmente após o racionamento ocorrido em 2001.

As atuais regras do setor desestimulam qualquer possibilidade de se implantar novas tarifas do ponto de vista das concessionárias. A inserção das tarifas verde e azul trouxe prejuízos para estas empresas.

A atual sistemática de regulação econômica por teto tarifário (*price cap*) não estimula a realização de programas de eficiência energética pelas concessionárias, nem a proposição de novas tarifas horosazonais ou de fornecimentos interruptíveis. Todas essas alternativas, se tiverem sucesso, podem reduzir as vendas e/ou as receitas das concessionárias, o que tende a diminuir seus lucros. Estudos para que a perda de receita por programas bem sucedidos de eficiência energética ou de modulação de carga sejam compensados por realinhamentos tarifários devem ser desenvolvidos e aprofundados. Esta sistemática foi implantada com sucesso em vários estados americanos.

Referências Bibliográficas

AMENDOLA, A. G., GUIMARÃES, C. B., FRONTEROTTA, S. E. Tarifas de Energia Elétrica no Brasil – do Custo Médio Contábil às Tarifas de Uso. In: XVI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SENDI, 2004, Brasília. **Anais XVI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SENDI**.

ANEEL. **Metodologia do cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição – Revisão das tarifas publicadas na Resolução nº 286/99**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2001.

------. **Resolução Aneel nº 456/2000 - Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2000, 4ª ed.

ANTUNES, N.P. et al. Subsídios Cruzados/Estrutura Tarifária. In: XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SENDI, 2002, Salvador. **Anais XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SENDI**.

ASAAD, Sérgio et al. **Estrutura Tarifária para Energia Elétrica no Brasil - Tarifas de Suprimento e suas Implicações aos Intercâmbios - Primeira Avaliação na CPFL**. Campinas: Biblioteca CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, 1984.

ASANO, H. Demand-side management in Japanese electric utilities. In: CONGRESS OF THE UNION INTERNATIONALE D´ELECTROTHERMIE, 1992, Paris. **Anais CONGRESS OF THE UNION INTERNATIONALE D´ELECTROTHERMIE**. Paris: UIE.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5460**: Sistemas Elétricos de Potência. 1992, 63p.

BAJAY, S.V., LIMA, P.C. Planejamento de uma estrutura tarifária para energia elétrica, baseada em custos marginais, utilizando programação matemática. In: 3º CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 1984, Rio de Janeiro. **Anais 3º CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA.** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1984, v.3, p. 1102-10.

------, DEMANBORO, A.C. Custos marginais regionalizados para o planejamento da geração descentralizada de energia. In: 1º CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 1989, Campinas. **Anais 1º CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO**. Campinas: Unicamp, 1989, v. 2, p. 493-500.

------. **Proposta à Aneel, de uma Metodologia de Obtenção de Tarifas para o Fornecimento de Energia Elétrica, à Guisa de Reserva, para Autoprodutores, Relatório Técnico - Versão Final**. Campinas: Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE) da Unicamp, 1999, 152 p.

------. Desafios metodológicos e organizacionais no planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro e na elaboração das projeções da matriz energética brasileira. In: 5º CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ELETRICIDADE, 2003, São Pedro. **Anais 5º CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ELETRICIDADE**. São Pedro: Escola de Engenharia de Guaratinguetá, UNESP, 2003.

------. **Modelos de planejamento da expansão de sistemas energéticos**. Campinas: Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE) da Unicamp, 2004.

BANDEIRA, F. P. M.. **Avaliação do preço da energia elétrica para o consumidor direto brasileiro**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2003.

BARTHOLOMEW, D. J., STEELE, F., et al. **The analysis and interpretation of multivariate data for social scientistis**. Boca Raton: Chapman&Hall/CRC, 2002. 263 p. (Texts in Statistical Science Series).

BERNI, M. D., BAJAY, S. V. **Planejamento e o transporte urbano sustentado: estudo de caso sobre a cidade de Campinas**. Campinas: Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE) da Unicamp.

BITU, R., BORN, P. **Tarifas de Energia Elétrica: Aspectos Conceituais e Metodológicos**. São Paulo: MM Editora Ltda, 1993.

CAMARGO, Irapuan Hoinashi Rocha de. Tarifa Amarela – Satisfação e Rentabilidade. In: XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA –SENDI, 2000,

Foz do Iguaçu. **Anais XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA –SENDI**. Foz do Iguaçu: Companhia Paranaense de Energia – COPEL, 2000.

CAMOZZATTO, Izaltino. **Estrutura, nível de tarifas e custos marginais**. São Paulo: São Paulo Energia, 1989, Ano VI, nº 56.

CARVALHO, E. B., BAJAY, S. V. Gestão pelo lado da demanda no setor elétrico brasileiro: Experiência acumulada e novos desafios. In: 3º CONGRESSO LATINO-AMERICANO SOBRE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 1997, Campos de Jordão. **Anais 3º CONGRESSO LATINO-AMERICANO SOBRE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Campos de Jordão: UNESP Guaratinguetá, 1997, v. 1, p. 188-191.

CARVALHO, F. R., PEDROSA, P. J. B. M., CARVALHO, E. B., RIBEIRO, A. A. Composição do preço final da eletricidade no Brasil e a sustentabilidade econômica do setor. In: 4º CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 2004, Itajubá. **Anais 4º CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO**. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 2004.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual TARDIST 4.1.2 – Sistema Computacional para Cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2001.

------. Rio de Janeiro. Disponível em http://www.cepel.br/servicos/descprog.shtm. Acesso em 2006.

CPFL. **Avaliação dos Reflexos da Implantação da Tarifa Verde na CPFL**. Campinas: Departamento de Planejamento de Mercado, Divisão de Estudos Tarifários, 1988.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA (DNAEE). **Nova Tarifa de Energia Elétrica: Metodologia e Aplicação**. Brasília: Ministério de Minas e Energia (MME), 1985, 444p.

------. **Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobras, 1981.

FORTUNATO, L. A. M., ARARIPE NETO, T. A., ALBUQUERQUE, J. C. R., PEREIRA, M. V. F. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Niterói: Editora Federal Fluminense, 1990, 227 p.

FIGUEIREDO, José Carlos Ayres de. **Edificações de Uso Coletivo com Aquecimento Solar**. Belo Horizonte: CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais, 1995.

GRUPO EDP – ENERGIAS DE PORTUTAL. Disponível em http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/Clients/Regulated_market/Tariffs/default.htm. Acesso em 2006.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - INEE. **Proposta para a reforma estrutural dos preços da eletricidade no Brasil**. Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Eficiência Energética, 2003.

JANNUZZI, G. M., BAJAY, S. V., et al. **Estudo para Avaliação de Impactos Econômicos decorrentes da Implantação de Tarifas Modificadas e Oportunidades para Eficiência Energética**. CPFL – PD111. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2004,194p.

------, RAMOS, D. S., et al. **Desenvolvimento de Novas Tarifas Horosazonais e Tarifas Especiais para Fornecimentos Interruptíveis de Energia Elétrica**. CPFL PD-20. Campinas: Universidade Estadual de Campinas. 2002, p.85.

JOHNSTON, J. **Econometric Methods**. Tókio: McGraw-Hill, Kogakusha, Ltd.

KAPLAN, Seymour. **Energy Economics – Quantitative Methods for Energy and Environmental Decisions**. United States of América: McGraw-Hill, 1983.

LIMA, J. W., SOUZA, A.C., LOPES, B.I. Principais Obstáculos à Intensificação do Sinal Locacional na Metodologia Nodal. In: XVII SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 2003, Uberlândia.

LOBO, Jamilton Watanabe, ARPON, Eduardo Jimenez Araque, BOORTOLLATO, Reuvian. Piloto – Tarifa da Madrugada – COPEL. In: XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA –SENDI, 2000, Foz do Iguaçu.

MACHADO, G. V., et alii. **Modelo de projeção de uso de energia baseado em coeficientes setoriais de intensidade energética: princípios e metodologia**. Brasília: ANP - Superintendência de Estudos Estratégicos, 2001.

MONNIER, L. **La Tarification de l'Électricité en France**. Paris: Economica, 1983.

MORAES, M. S., LIMA, J. W. Tarifação combinada de rede de gás e eletricidade. In: 4º CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 2004, Itajubá. **Anais 4º CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO**. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 2004.

MUNASINGHE, M., WARFORD, J. J. **Electricity Pricing: Theory and Case Studies**. Baltimore: The John Hopkins University Press (published for the World Bank), 1982.

OYAMA, T. **Applying mathematical programming to measure electricity marginal costs**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1983, Vol. PAS 102, No. 5, p. 1324-30.

PESSANHA, J. F. M., VELSQUEZ, R. M. G., MELO, A. G. C., CALDAS, R. P. Técnicas de cluster analysis na construção de tipologias de curvas de carga. In: XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SENDI, 2002, Salvador.

------. HUANG, J. L. C., PEREIRA, L. A. C., PASSOS JÚNIOR, R., CASTELLANI, V. L. O. TARDIST – Sistema computacional para cálculo de uso dos sistemas de distribuição. In: 4º CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 2004, Itajubá. **Anais 4º CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO**. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 2004.

SCHERER, C. R. **Estimating Electric Power System Marginal Costs**. Amsterdam: North Holland Publishing Company, 1977.

SILVA, Rulemar Pessoa. **Recursos Admnistrativos na Aneel: decisões e proposta de jurisprudência**. Itajubá: 2005, 115p.

TUPIASSÚ, Armando A., LIMA, Antenor de Oliveira. Experiência da CELPA em estudo de tarifa diferencia no período de racionamento de energia – Aumento de mercado com sinalização

tarifária. In: XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SENDI, 2002, Salvador.

TURVEY, R., ANDERSON, D. **Electricity Economics**. London: The John Hopkins University Press, 1977, 364 p.

APÊNDICE A – Formulário do Questionário 1

PROJETO UNICAMP / CPFL DE ESTUDO DE TARIFAS DIFERENCIADAS
UC _____
ENTREVISTADOR _____DATA ____/____/____
GERENTE CPFL _____
EMPRESA _____VERIFICADA POR_____
ENTREVISTADO _____FONE _____
ENDEREÇO _____
HORA DE INÍCIO DA ENTREVISTA _____ TÉRMINO _____
CONTROLES:

Nº DO ENTREVISTADOR	Nº DA ENTREVISTA/ 10	DIGITAÇÃO	
		1ª Digitação	- 1
		Volta	- 2
_____	_____	Cancelada	- 3

	A		B		C	
SEGMENTO		**FAIXA DE DEMANDA**		**REGIÃO**		
A - ALIMENTOS	- 1	1 – 201 a 300 kW	- 1	Nordeste	- 1	
B - TEXTIL	- 2	2 – 301 a 500 kW	- 2	Noroeste	- 2	
C – CELULOSE &PAPEL	- 3	3 – 501 a 1000 kW	- 3	Sudeste	- 3	
D – MECÂNICO	- 4	4 – Mais de 1000kW	- 4			
E – METALÚRGICO	- 5					
F – MAT. PLÁSTICO	- 6					
G – OUTROS	- 7					

Bom dia / Boa tarde, eu sou _____ , do Projeto UNICAMP-CPFL, que tem o objetivo de estudar novos tipos de tarifas no setor industrial. Nós estamos fazendo esta pesquisa para conhecer as indústrias e verificar em quais delas é possível e vantajoso mudar horários de produção. Dessa forma, gostaríamos de contar com a sua colaboração para ter mais informações sobre a maneira como a energia elétrica é consumida em sua empresa. Essas informações vão permitir oferecer energia mais barata, dependendo do perfil da indústria. Podemos assegurar que os dados desta pesquisa serão tratados com cuidado e não serão divulgados fora da CPFL, sem uma expressa autorização da sua empresa.

Para qualquer outro esclarecimento, estamos no telefone número (19) 3289-3125 ou pelo e-mail: alexandra@fem.unicamp.br.

Podemos contar com a sua colaboração?

Obrigado.

Para começar, gostaria de levantar dados sobre o trabalho na sua empresa.

Q.1 Quais são os produtos finais da empresa? _____ D

Q.2. Quantos turnos de produção funcionam na empresa? _____ E

Q.3. Qual é o início e o fim desses turnos de produção? F

Turno	Início	Fim
1º		
2º		
3º		
Outros (favor especificar)		

Q.4. A produção da empresa funciona aos sábados?
G

Sim	- 1	Não	- 2

Se SIM, qual é o horário?
H

Q.5. A produção da empresa funciona aos domingos? I

Sim	- 1	Não	- 2

Se SIM, qual é o horário?
J

Q.6. Qual é o total aproximado de funcionários da empresa? K

- Até 100 funcionários - 1
- De 101 até 300 funcionários - 2
- De 301 até 1000 funcionários - 3
- Mais de 1000 funcionários - 4
- Não sabe / Não responde (NR) - 5

Q.7. Como são as principais matérias-primas usadas no processo de fabricação? L

- Sólida	- 1	- Componentes individuais	- 4
- Líquida	- 2	- Outras (favor especificar)	- 5
- Gasosa	- 3		

Q8. Como é medido o produto final produzido?
M

- Em metros	- 1	- Litros	- 4
- Em quilos	- 2	- Outros (favor especificar)	- 5
- Em toneladas	- 3		

Q.9. Existem armazenagens intermediárias ("pulmões") no processo de produção? N

Sim	- 1	Não	- 2

Se SIM, eles são:
O

- Silos	- 1	- Estoques intermediários	- 4
- Tanques	- 2	- Outros (favor especificar)	- 5
- Agitadores	- 3		

Q.10. Como é a automação do processo de fabricação? P

- Todo o processo é manual	- 1	- Todo o processo é automatizado	- 3
- Uma parte do processo é manual e outra automatizada _____%	- 2	- Outras (favor especificar)	- 4

Q.11. Poderia se aumentar a automação do processo de produção? Q

Sim	- 1	Não	- 2

Se SIM, quais são as dificuldades? R

- Grandes investimentos	- 1	- Outras (favor especificar)	- 3
- Conhecimento tecnológico	- 2		

Se NÃO, quais são os motivos? S

- Mão-de-obra para montagem - 1	- Outras (favor especificar) - 3
- Não tem tecnologia adequada - 2	

Q.12. A empresa pretende modernizar o processo de produção nos próximos 5 anos? T

Sim - 1	Não - 2

Se SIM, em que áreas?
U

- Equipamentos - 1	- Outros (favor especificar) - 3
- Arranjo físico (*layout*) - 2	

Para continuar, gostariamos de levantar dados sobre o consumo de energia elétrica na empresa e sobre as ações tomadas pela empresa na época do racionamento.

Q.13. Em quais períodos do dia a energia elétrica é mais essencial para suas atividades? V

- De 0:00 a 6:00 hs - 1	- De 12:01 a 18:00 hs - 3
- De 6:01 a 12:00 hs - 2	- De 18:01 a 24:00 hs - 4
- Outros períodos (favor especificar) - 5	

Q.14. Quanto representa aproximadamente a energia elétrica no custo de produção total para a empresa?
W

- 1 Até 5%	- 2 Entre 5 e 10%	- 3 Entre 10 e 15%	- 4 Entre 15 e 20%
- 5 Mais de 20%		- 6 Não sabe / Não responde(NR)	

Q.15. A empresa já adotou medidas para economia de energia? X

Sim - 1	Não - 2

Se SIM, que medidas?
Z

Substituição de equipamentos - 1
Redução de tempos de uso - 2
Desligamento - 3
Desativação - 4
Outras medidas (favor especificar) - 5

Q.16. A empresa pretende adotar medidas para economia de energia? AA

Sim - 1	Não - 2

Se SIM, que medidas?
AB

Substituição de equipamentos	- 1
Redução de tempos de uso	- 2
Desligamento	- 3
Desativação	- 4
Outras medidas (favor especificar)	- 5

Q.17. A empresa já adotou alguma medida para controle de demanda? AC

Sim - 1	Não - 2

Se SIM, que medidas?
AD

Realocação de carga	- 1
Instalação de controlador	- 2
Outras medidas (favor especificar)	- 3

Q.18. A empresa pretende adotar alguma medida para controle de demanda? AE

Sim - 1	Não - 2

Se SIM, que medidas?
AF

Realocação de carga	- 1
Instalação de controlador	- 2
Outras medidas	- 3

Q.19. Se no futuro houver possibilidade de deslocar a produção, existiria algum período do dia em que isto seria possível? AG

Sim - 1	Não - 2	Não sabe / NR - 3

Se SIM, quais períodos do dia seriam mais adequados? AH

- De 6:00 a 12:00 hs	- 1	Outros períodos (favor especificar)	- 4
- De 12:00 a 17:00 hs	- 2		
- De 22:00 a 06:00 hs	- 3		

Q.20. Se fosse oferecido um desconto de 10% na tarifa de energia elétrica deslocada, seria possível deslocar parte da produção de sua empresa?
AI

Sim - 1	Não - 2	Não sabe / NR - 3

Se SIM, em que estações ou períodos do ano poderia se deslocar a produção e qual seria a porcentagem que poderia ser deslocada? AJ

No primeiro trimestre	- 1	De 1 a 10%	- 1

No segundo trimestre	- 2	De 11 a 30%	- 2
No terceiro trimestre	- 3	De 31 a 50%	- 3
No quarto trimestre	- 4	De 51 a 60%	- 4
No ano todo	- 5	De 61 a 75%	- 5
Outros (favor especificar)	- 6	De 76 a 100%	- 6

Q.21. Para os 5 principais tipos de equipamentos elétricos industriais da empresa, qual a carga e sua percentagem em relação à demanda total?

AK		AL	AM
TIPO DE EQUIPAMENTO		CARGA TOTAL (kW)	PERCENTAGEM (%)
Motores	- 1		
Aquecimento	- 2		
Refrigeração	- 3		
Compressores	- 4		
Outros (favor especificar)	- 5		

Q.22. A empresa teria cargas que poderiam ser desligadas ocasionalmente mediante contratos de fornecimento interruptível?
AN

Sim - 1	Não - 2	Não sabe / NR - 3

Se SIM, especifique, por favor:

AO		AP	AQ
TIPO DE EQUIPAMENTO		CARGA TOTAL (kW)	PERCENTAGEM (%)
Motores	- 1		
Aquecimento	- 2		
Refrigeração	- 3		
Compressores	- 4		
Outras (favor especificar)	- 5		

Q.23. A empresa possui equipamentos que consomem combustíveis (como óleo combustível, gás natural ou lenha) e que podem substituir equipamentos elétricos? AR

Sim - 1	Não - 2

Se SIM, especifique, por favor, tipo e carga / capacidade desses equipamentos:

AS	AT
TIPO DE EQUIPAMENTO	CARGA / CAPACIDADE (kW)
- 1	
- 2	
- 3	
- 4	

Q.24. A empresa já possui autogeração?
AU

Sim - 1	Não - 2

Se SIM: ENTREVISTADOR: PULE PARA Q.31.

Se NÃO: ENTREVISTADOR: CONTINUE COM Q.25.

Q.25. A empresa tem planos de instalação de autogeração para os próximos 5 anos? AV

Sim - 1	Não - 2

Se SIM: ENTREVISTADOR: PULE PARA Q.38.
Se NÃO: ENTREVISTADOR: CONTINUE COM Q.26.

Q.26. A empresa já possui cogeração? (Cogeração é a geração de energia mecânica ou elétrica e de calor com vapor e água quente.) AX

Sim - 1	Não - 2

Se SIM: ENTREVISTADOR: PULE PARA Q.39.

Se NÃO: ENTREVISTADOR: CONTINUE COM Q.27.

Q.27. A empresa tem planos de instalação de cogeração para os próximos 5 anos? AZ

Sim - 1	Não - 2

Se SIM: ENTREVISTADOR: PULE PARA Q.47.

Se NÃO: ENTREVISTADOR: CONTINUE COM Q.28.

Para a última parte desta entrevista, gostaríamos de levantar dados sobre a taxa de consumo de energia elétrica na empresa nos últimos anos e sobre as suas expectativas de crescimento do consumo.

Q.28. Como variou percentualmente a produção nos últimos 5 anos? E a área dedicada à produção?

	BA	BB
ANO	PERCENTAGEM	PRODUÇÃO
1999		
2000		
2001		
2002		
2003		

Q.29. Qual é a expectativa de evolução da produção nos próximos 5 anos?

	BC	BD
ANO	PERCENTAGEM	PRODUÇÃO
2004		
2005		
2006		

2007		
2008		

Q.30. Para essas expectativas, será necessário aumentar a estrutura ou o tamanho da empresa?

BE

Sim - 1	Não - 2	Não sabe / NR - 3

Se SIM: Como variaria a área de produção? BF

Aumentaria - 1	Diminuiria - 2	Se manteria igual - 3

Se SIM: Como seria o aumento do número de funcionários?

BG

Aumentaria - 1	Diminuiria - 2	Se manteria igual - 3

Se SIM: Como seria o consumo dos novos equipamentos?

BH

Aumentaria - 1	Diminuiria - 2	Se manteria igual - 3

ENTREVISTADOR: AGRADEÇA E ENCERRE

AUTOGERAÇÃO

Q.31. Qual é a capacidade do gerador? _____ kVA BI

E o combustível do motor? - 1 Diesel - 2 Gás
BJ

E a turbina? - 1 A gás - 2 Hidráulica
BK

Q.32. Qual foi o principal motivo para instalar a geração própria? BL

- 1 Custo
- 2 Incerteza de fornecimento
- 3 Qualidade da energia
-4 Outros (favor especificar)

Q.33. Qual é a porcentagem da capacidade instalada atendida pela autogeração?

BM

De 1 a 10%	- 1	De 51 a 60%	- 4
De 11 a 30%	- 2	De 61 a 75%	- 5
De 31 a 50%	- 3	De 76 a 100%	- 6

Q.34. Dessa porcentagem, quais são os equipamentos alimentados pela autogeração e qual a participação de cada um deles?

BN	BO
EQUIPAMENTO	PERCENTUAL (%)

Q.35. Quais são os horários de funcionamento da geração própria? CP

Q.36. Existem diferenças nesse funcionamento entre os meses do ano? BP

Sim - 1	Não - 2

Se SIM, quais são essas diferenças?

Q.37. O sistema de geração própria funciona em paralelo com o sistema elétrico da CPFL?
BQ

Sim - 1	Não - 2	Não sabe / NR - 3

Se SIM, o sistema de transferência é BR

Momentâneo - 1	Permanente - 2	Parcial -3

ENTREVISTADOR: VOLTE PARA Q.25

Q.38. Qual seria o cronograma aproximado para a implantação de geração própria de energia elétrica na empresa?
BS

ENTREVISTADOR: VOLTE PARA Q.26

COGERAÇÃO

Q.39. Qual é a capacidade do gerador? _____ kW. BT

E o combustível do motor / turbina? _____ BU

E o tipo de ciclo? BV

-1 A vapor	- 2 A gás	- 3 Combinado

E a tecnologia?
BX

- 1 Motor diesel	- 2 Motor a gás	- 3 Turbina a vapor
- 4 Turbina a gás	- 5 Turbina a vapor e a gás	- 6 Outras (favor especificar)

E a saída de energia térmica?
BZ

- 1 Água quente	- 2 Vapor	- 3 Ambos

Q.40. Qual foi o principal motivo para instalar a planta de cogeração? CA

- 1 Custo
- 2 Incerteza de fornecimento
- 3 Qualidade da energia
- 4 Outros (favor especificar)

Q.41. Qual é a porcentagem da capacidade instalada atendida pela cogeração? _____ CB

Q.42. Dessa porcentagem, quais são os equipamentos alimentados pela cogeração e qual a participação de cada um deles?

CC	CD

EQUIPAMENTO	PERCENTUAL (%)

Q.43. Quais são os processos da empresa atendidos pelos produtos da cogeração?

CE CF

PRODUTO	PROCESSOS
Energia elétrica - 1	
Água quente -2	
Vapor - 3	

Q.44. E quais são os horários de funcionamento da planta de cogeração? CG

Q.45. Existe venda de produtos da planta de cogeração para instalações vizinhas? CH

Sim - 1	Não - 2	Não sabe / NR - 3

Q.46. Existe venda de produtos da planta de cogeração para alguma concessionária? CI

Sim - 1	Não - 2	Não sabe / NR - 3

Se SIM, qual é a capacidade excedente para venda a concessionárias? CJ

Se SIM, em que períodos do ano é vendida eletricidade para alguma concessionária?

CK MÊS	CL ENERGIA (kWh)	CK MÊS	CL ENERGIA (kWh)
-1 Janeiro		-7 Julho	
-2 Fevereiro		-8 Agosto	
-3 Março		-9 Setembro	
-4 Abril		-10 Outubro	
-5 Maio		-11 Novembro	
-6 Junho		-12 Dezembro	

ENTREVISTADOR: VOLTE PARA Q.27

Q.47. Qual seria o cronograma aproximado para implantar ou para completar a implantação da cogeração? CO

ENTREVISTADOR: VOLTE PARA Q.28

APÊNDICE B – Formulário do Questionário 2

PROJETO UNICAMP / CPFL DE ESTUDO DE TARIFAS DIFERENCIADAS

PREENCHER PREVIAMENTE OS DADOS ABAIXO COM DADOS

COLETADOS NA CPFL:

UC_____

EMPRESA_____

ENDEREÇO_____

CIDADE_____

REGIÃO: NORDESTE ( ); NOROESTE ( ); SUDESTE ( )

GERENTE CPFL_____

ENTREVISTADOR_____DATA __/____/____

Consumo e demanda de energia elétrica dos últimos 12 meses e seu respectivo custo (verificar nas faturas de energia elétrica da CPFL):

MODALIDADE								
	ENERGIA (kWh)		DEMANDA (kW)					
	Ponta	F. Ponta	Ponta	Ultrapas-sagem	F. Ponta	Ultrapas-sagem		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								

Com os dados da Tabela acima e dados coletados na empresa pesquisada, preencher a Tabela abaixo com dados referente ao Consumo Específico e Custo Unitário de produção:

Unidade de Produção Utilizada na Empresa: _____

MÊS	Unidade Produzida/kWh	R$/Unidade Produzida
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		

DADOS COLETADOS NAS EMPRESAS ENTREVISTADAS

ENTREVISTADO _____

CARGO _____

FONE _____

E-MAIL_____

HORA DE INÍCIO DA ENTREVISTA_____

TERMINO _____

OBJETIVO DA PESQUISA:

Este questionário tem o objetivo de pesquisar a possibilidade de ser ofertada pela CPFL uma tarifa especial, com três patamares diários: horas de ponta, horas intermediárias e horas de baixo consumo (madrugada, das 22h às 6h), com um desconto substancial na tarifa nas horas de baixo consumo e pequenos incrementos nos demais horários.

PERGUNTAS:

Produção dos últimos 12 meses e seu respectivo custo (somente mão-de-obra, matéria-prima e insumos):

MÊS	PRODUÇÃO	CUSTO (R$)
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		

10		
11		
12		

Quantos turnos são utilizados para a produção e seus respectivos horários?

Resp.:_____ (turnos)

			Funcionários por Turno		
			Produção	**Outros**	**Total**
1º					
2º					
3º					
Outros (especificar)					

Quanto representa a folha de pagamento no custo de produção?

Resp.:_____ (%)

Qual a parcela do consumo de energia elétrica relacionada diretamente com a produção?

Resp.:_____ (%)

Qual o produto produzido pela empresa?

Resp.:_____

O processo de produção em sua empresa é contínuo ou é realizado em células de produção?

Contínuo ( ); Célula da Produção ( ) ou Mistos ( ).

No caso de célula de produção ou mistos, favor responder às questões abaixo:

Entre as células de produção, existe alguma espécie de estoque intermediário ("pulmão de produção") ?

Sim ( ); Não ( )

Qual o número de funcionários trabalhando em cada uma destas células?

Célula - Nome	Funcionários por Célula
1º	
2º	
3º	
4	
5	
6º	

Durante o período de produção, existe algum horário em que algum equipamento especial é acionado e que represente em aumento excessivo do consumo de energia elétrica?

Sim ( ); Não ( )

Em caso afirmativo, qual é este equipamento, qual é seu regime de funcionamento (liga e desliga em quanto tempo) e em que hora normalmente ele é acionado?

Equipamento_____ Regime _____ Horário_____

Equipamento_____ Regime _____ Horário_____

Existe a possibilidade de se aumentar o nível de automação no processo de produção em sua empresa?

Sim ( ); Não ( )

Em caso afirmativo, isto ainda não ocorreu por quê?

( ) Investimento inicial muito elevado;

( ) O retorno do investimento não viabiliza o investimento.

Caso a CPFL oferecesse uma tarifa especial, com um desconto substancial na tarifa nas horas de baixo consumo (das 22h às 6h), tecnicamente, seria possível deslocar parte de sua produção para este horário?

Sim ( ); Não ( )

Existiriam outros fatores mais importantes que influenciam nessa decisão?

Quais:_____

Para que ocorra um deslocamento do horário de produção, seria necessário o acréscimo de energia e demanda?

Sim ( ); Não ( )

Caso afirmativo, quais e de qual equipamento e sua potência?

Equipamento: 1) _____kW_____

2)_____ kW_____

3)_____kW_____

Esta entrevista faz parte de um trabalho mais detalhado que será realizado em um número reduzido de empresas. Neste trabalho, será feito um levantamento de carga, anotando os equipamentos em operação e seus respectivos horários, gastando para isso no máximo 2 dias de trabalhos, mas sem interferência no processo da empresa. A sua empresa estaria disposta a participar deste processo?

Sim ( ); Não ( )

Porque:_____
_____
_____

APÊNDICE C – Formulário do Questionário 3

PROJETO UNICAMP / CPFL DE ESTUDO DE TARIFAS DIFERENCIADAS

PREENCHER PREVIAMENTE OS DADOS ABAIXO COM DADOS COLETADOS NA CPFL:

UC _____
EMPRESA _____
ENDEREÇO _____
FONE _____
E-MAIL _____
CIDADE _____
REALIZADOR _____DATA ____/____/____

REGIÃO: NORDESTE ( ); NOROESTE ( ); SUDESTE ( )
DESCRIÇÃO DO LAYOUT DA EMPRESA: (se houver alteração com a situação "simulada" com modulação fazer o desenho proposto)
_____
_____
_____

ESQUEMA:

Listar todos os processos de produção da empresa: (preencher duas tabelas - situação atual e com modulação)

Situação Atual

Processo	Célula; continuo; misto	Produto Final	Carga Instalada kW	Nº funcionários	Horas de operação	Material empregado tipo e consumo
1º						
2º						
3º						
4º						
5º						
6º						
7º						

É possível modular o processo.....

É possível criar estoques intermediários.....

Existe parte da produção terceirizada.....

São necessários investimentos para a modulação (os custos serão discutidos em seguida).....

Situação "simulada" com modulação

Processo	Célula; continuo; misto	Produto Final	Carga Instalada	Nº funcionários	Horas de operação	Material empregado tipo e consumo
1º						
2º						
3º						
4º						
5º						
6º						
7º						

DETALHAMENTO DOS PRINCIPAIS CUSTOS (a planilha deve ser preenchida por processo, situação atual e com modulação, e da empresa como um todo totalizando os valores):

BENEFÍCIOS E CUSTOS			
item		ATUAL	C/MODULAÇAO
1	Custo com mão de obra		
2	Custo com mão de obra terceirizada		
3	Custo com energia elétrica		
4	Custo de outras fontes de energia		
5	Custo com materia prima		
6	Custo com estoque		
7	Custo da área em m²		
8	Custo do produto final		
9	Custo c/ tributos icms, pis,cofins		
10	Custo com entregas		
11	Custo com novas máquinas/financiamento		

item 1 mão de obra - custos adicionais que possam advir com a alteração de funcionamento da empresa por exemplo, adicional noturno,treinamento com segurança do trabalho.

item 2 A mão de obra terceirizada pode sofrer alteração com o novo funcionamento da empresa visando a modulação, por exemplo se for criado mais um turno a mão de obra terceirizada pode ser reduzida.

item 3 Os custos com energia elétrica deverão ser reduzidos a um nível que no mínimo que compense as alterações de funcionamento.

item 4 Outras fontes de energia podem migrar para a energia elétrica com as eventuais alterações propostas.

item 5 Na alteração poderá ser necessário uma maior quantidade de materia prima em função de estoques que podem ser criados, por exemplo estoques intermediários. Essas alterações podem provocar mudanças contratuais com fornecedores, reduzindo ou aumnentando seus custos.

item 6 A criação ou redução de estoques podem afetar os custos de produção.

item 7 As alterações de lay out pode provocar a necessidade de uma área maior ou menor, em algumas situações extremas até a mudança de prédio

item 8 O custo do produto final deve ser reduzido com as alterações, verificando os custos e os benefícios deverá ser calculado o pay back, portanto será importante obter os dados dos recursos necessários ao longo do tempo.

item 9 As alterações com mão de obra e maquinários podem provocar uma redução ou aumento no pagamento de tributos.

item 10 A logistíca de entrega do produto também pode sofrer alteração com o novo funcionamento.

item 11 Trata-se dos eventuais investimentos que podem ser necessários para se funcionar durante a madrugada. Pode ser necessário um endividamento/financiamento em máquinas e equipamentos.

APÊNDICE D – Análise por Tipo de Processo e Análise das Regiões para Implantação de Estudo de Caso Pela CPFL

ANÁLISE POR TIPO DE PROCESSO

Realizando-se uma breve análise empírica para cada tipo de processo, tem-se que:

Indústria Alimentícia: em geral, é um processo que apresenta um bom potencial de modulação de carga, principalmente trabalhando-se as questões de acumulo térmico e gerenciamento do horário de produção;

Criação Animal: basicamente, trata-se de granjas que, em geral, são de difícil gerenciamento de carga, pois as principais cargas são as lâmpadas, as quais devem permanecer ligadas 24 horas por dia para manter o aquecimento das aves;

Indústria Mecânica: o meio de gerenciar o consumo de energia neste ramo de atividade é deslocando-se o horário de funcionamento da empresa, pois não se trata de processos contínuos;

Indústria Plástica: as maiores cargas consumidoras neste tipo de processo são as injetoras. Assim sendo, dependendo da metodologia de trabalho da empresa, é um processo indicado para modulação, pois podem-se criar pulmões de produção, deslocando o funcionamento das máquinas para horários previamente programados. Por outro lado, o alto custo das máquinas se viabiliza com o funcionamento 24 horas, tornando inviável a modulação;

Metalúrgica: na maioria dos casos, são processos que apresentam certo potencial de modulação, principalmente em processos que se baseiam em eletrotermia, podendo-se criar pulmões de produção e deslocamento de horário de funcionamento das cargas térmicas;

Indústria de Mobiliários: possui grande potencial de modulação, principalmente por se tratar de processos com etapas bem definidas entre o corte da madeira e a montagem das peças,. Dessa forma, pode-se, por meio de medidas gerenciais de baixo custo, implantar um escalonamento no horário de funcionamento das máquinas;

Indústria Calçadista: são processos com bom potencial de modulação. O calçado depende de máquinas pequenas para a montagem, podendo-se criar pulmões entre os processos, o que possibilitaria a modulação de carga;

Couros, Peles e Produtos Similares: processo de difícil modulação de carga e também com baixo consumo específico de energia elétrica;

Borracha: semelhante a um processo de metalurgia. A indústria de borracha, na maioria dos casos, possui processos que apresentam um bom potencial de modulação, principalmente naqueles que se baseiam em eletrotermia, podendo criar pulmões de produção e deslocamento de horário de funcionamento.

Procurando apresentar os processos acima descritos em ordem de facilidade de modulação de carga, tem-se o seguinte:

- Indústria de Mobiliários;

- Alimentícia;

- Indústria Plástica;

- Indústria Metalúrgica;

- Indústria de Borracha;

- Indústria Calçadista;

- Indústria Mecânica;

- Criação Animal;

- Couros, Peles e Produtos.

Toda esta análise foi comparada com o resultado apresentado pela aplicação do questionário I para comprovar estatisticamente ou não o nível de realismo dessas afirmações.

Conclusão pela Análise por Tipo de Processo

Analisando-se pelo tipo de processo, todas as regiões possuem potencial semelhante de modulação, com uma leve tendência para São José do Rio Preto. Esta tem maior concentração de indústrias moveleiras, de grande potencial de modulação.

ANÁLISE DAS REGIÕES PARA IMPLANTAÇÃO DE ESTUDO DE CASO PELA CPFL

A Tabela 1 apresenta as Regiões recomendadas para a implantação do piloto de tarifa diferenciada pelo critério do estudo da curva de carga e suas respectivas indústrias predominantes em Média Tensão (A4).

Tabela 1 - Regionais Selecionadas e seu Respectivo Parque Industrial

Regional	Indústrias Dominantes na Regional
Marília	Alimentícia, Plástico, Metalúrgica e Mecânica.
São Carlos	Mecânica, Alimentícia e Têxtil.
São José do Rio Preto	Alimentícia, Agrícolas de Criação Animal, Mobiliário e Metalúrgica.
Franca	Calçadista, Borracha e Couros, Peles e Produtos Similares.

Subestações Consideradas para Implantação de Estudo de Caso pela CPFL

Baseado no plano de obras, a equipe da CPFL, com a participação do grupo do PD 111, selecionou duas regiões elétricas da empresa com maior necessidade de investimentos para os próximos dois anos. Essas regiões foram utilizadas como ponto de partida para a escolha das que seriam utilizadas para o estudo de caso: Franca e Valinhos.

Caracterização das Regiões Elétricas Selecionadas

Com a finalidade de selecionar a melhor região elétrica para um estudo de caso de tarifa modificada, entre as duas previamente escolhidas pelo critério de plano de obras, apresenta-se a seguir um estudo no qual são detalhados seus mercados e consumidores.

REGIÃO ELÉTRICA DE FRANCA

A região elétrica de Franca é composta por seis subestações: S.E. DIAMANTE, S.E. FRANCA I, S.E. FRANCA II, S.E. GUANABARA, S.E. RESENDE I, S.E. RESENDE II.

Estas subestações atendem a um mercado de 256.000 MWh/ano (2002), distribuído entre consumidores de baixa tensão e A4. A Figura 1 apresenta a evolução do consumo entre Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (A4) no período de 1991 a 2002.

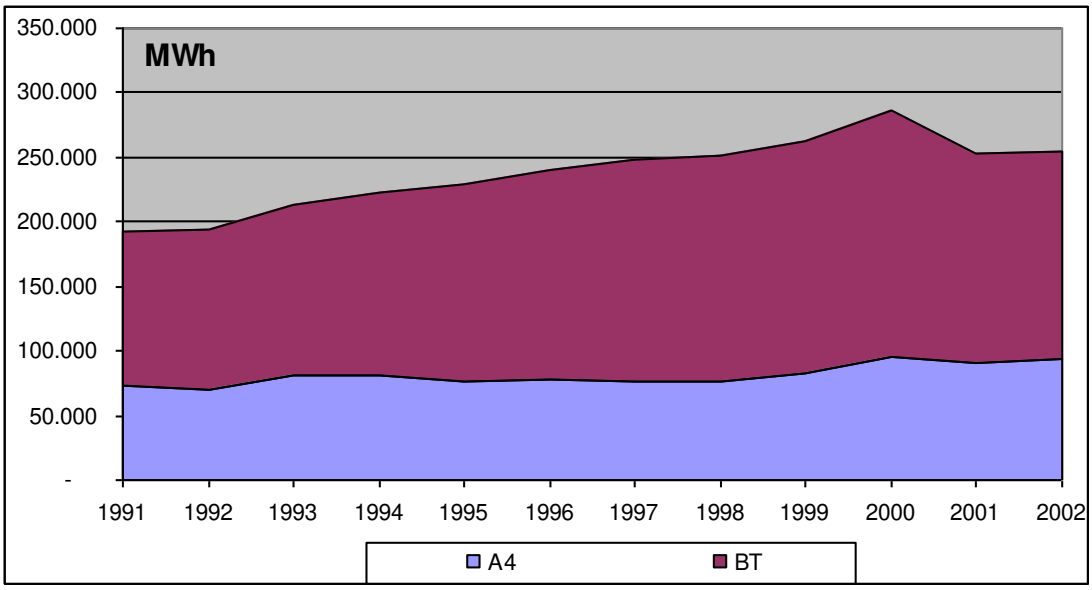

Figura 1 - Evolução do Consumo BT e A4 de 1991 a 2002

Destaca-se nessa região a ausência de consumidores de alta tensão A2 e A3 e, como é normal, existe uma predominância dos consumidores A4 sobre os de baixa tensão.

O mais relevante neste caso é o conhecimento de como se distribui o consumo do subgrupo A4 entre os diversos seguimentos de mercado, o que é apresentado na Figura 2.

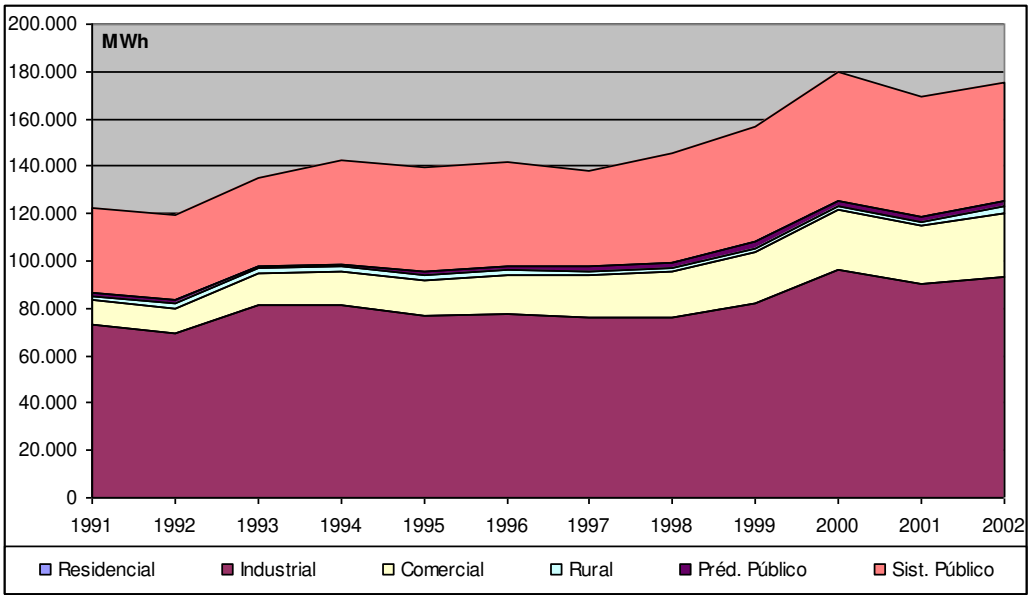

Figura 2 - Evolução dos Diversos Segmentos de Mercado do Subgrupo A4

A partir da análise da figura acima, percebe-se uma ligeira predominância do consumo industrial sobre os demais. Além disso, de maneira pouco convencional, o consumo do segmento intitulado Sistema Público (por exemplo, sistemas de bombeamento de água, esgoto, entre outros) tem uma grande participação no mercado desta região elétrica.

Como o interesse recai sobre o segmento industrial para a implantação da tarifa diferenciada, foi realizado um apanhado das indústrias do subgrupo A4 da região elétrica de Franca, composta por 285 empresas distribuídas conforme a Tabela 2.

Tabela 2 - Segmento Industrial, Subgrupo A4 da Região Elétrica de Franca

IND PRODUTOS ALIMENTARES	nr. Cons.	10
	KWh	1.058.554
IND TEXTIL	nr. Cons.	1
	kWh	23.001
IND CELULOSE, PAPEIS E PAPELAO	nr. Cons.	2
	kWh	226.590
IND. MECANICA	Nr. Cons.	8
	kWh	1.033.450
IND. METALURGICA	nr. Cons.	5
	kWh	523.470
IND PROD DE MATERIAS PLASTICAS	nr. Cons.	7
	kWh	6.426.043
IND QUIMICA	nr. Cons.	3
	kWh	836.591
AGRICULTURA CRIACAO ANIMAL	nr. Cons.	11
	kWh	1.762.438
IND PROD MIN. NAO METALICOS	nr. Cons.	4
	kWh	232.702
IND DE BORRACHA	nr. Cons.	27
	kWh	24.764.508
IND VEST CALCADOS ARTEF TECIDO	nr. Cons.	173
	kWh	33.537.203
IND COUROS PELES PROD SIMILAR.	nr. Cons.	27
	kWh	15.877.505
IND DE MADEIRA	nr. Cons.	1
	kWh	25.898
IND EDITORIAL E GRÁFICA	nr. Cons.	1
	kWh	42.148
IND CONSTRUÇÃO	nr. Cons.	4
	kWh	522.750
IND PERFUMARIA, SABORES E VELAS	nr. Cons.	1
	kWh	112.053
TOTAL GLOBAL	nr. Cons.	285
	kWh	87.004.904

A partir da Tabela 2, vê-se que, quando se considera somente o subgrupo A4, a região elétrica de Franca é composta predominantemente de indústrias do setor calçadista (com 173 empresas, que juntas consumiram, em 2002, 33.537 MWh), seguida de indústrias do setor de

borracha e couro (ambas com 27 empresas e consumindo, em 2002, 24.764 MWh e 15.877 MWh, respectivamente).

REGIÃO ELÉTRICA DE VALINHOS

A região elétrica de Valinhos é composta de 3 subestações: S.E. FIGUEIRA, S.E. SACI, S.E. VALINHOS.

Estas subestações atendem a um mercado de 376.232 MWh/ano (2002), distribuído entre consumidores de baixa tensão, A4 e A2. A Figura 3 apresenta a evolução do consumo entre Baixa Tensão (BT), Média Tensão (A4) e Alta Tensão (A2) no período de 1991 a 2002.

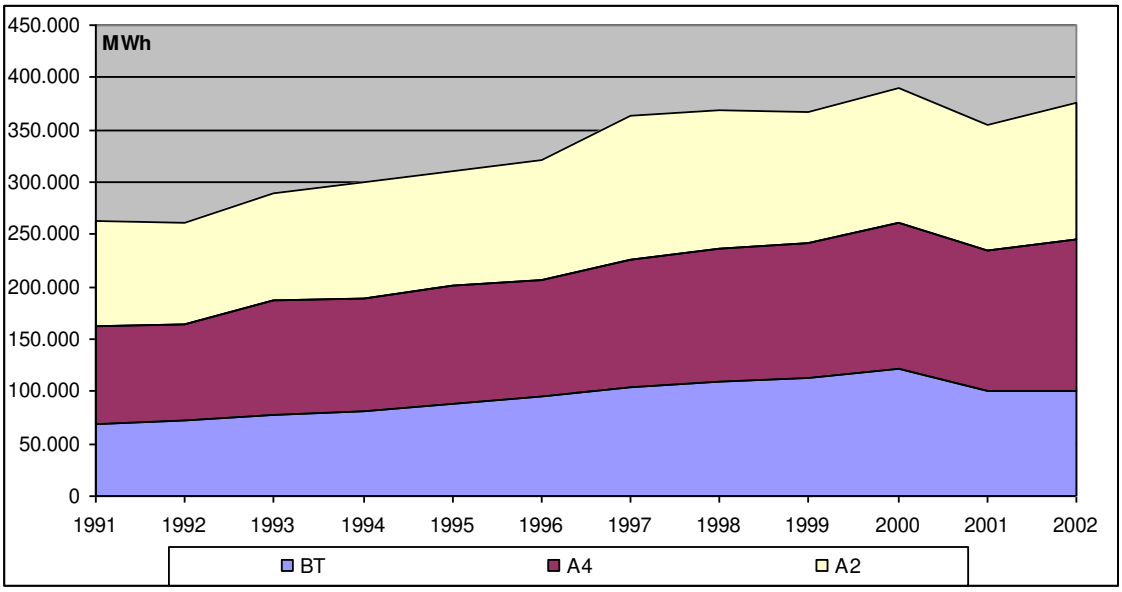

Figura 3: Evolução do Consumo BT, A4 e A2 de 1991 a 2002

A partir da Figura 3, vale destacar a distribuição quase que homogênea entre os subgrupos A2, A4 e BT nesta região.

O mais relevante neste caso é o conhecimento de como se distribui o consumo do subgrupo A4 entre os diversos seguimentos de mercado. Através da Figura 4, percebe-se uma forte predominância do consumo industrial sobre os demais.

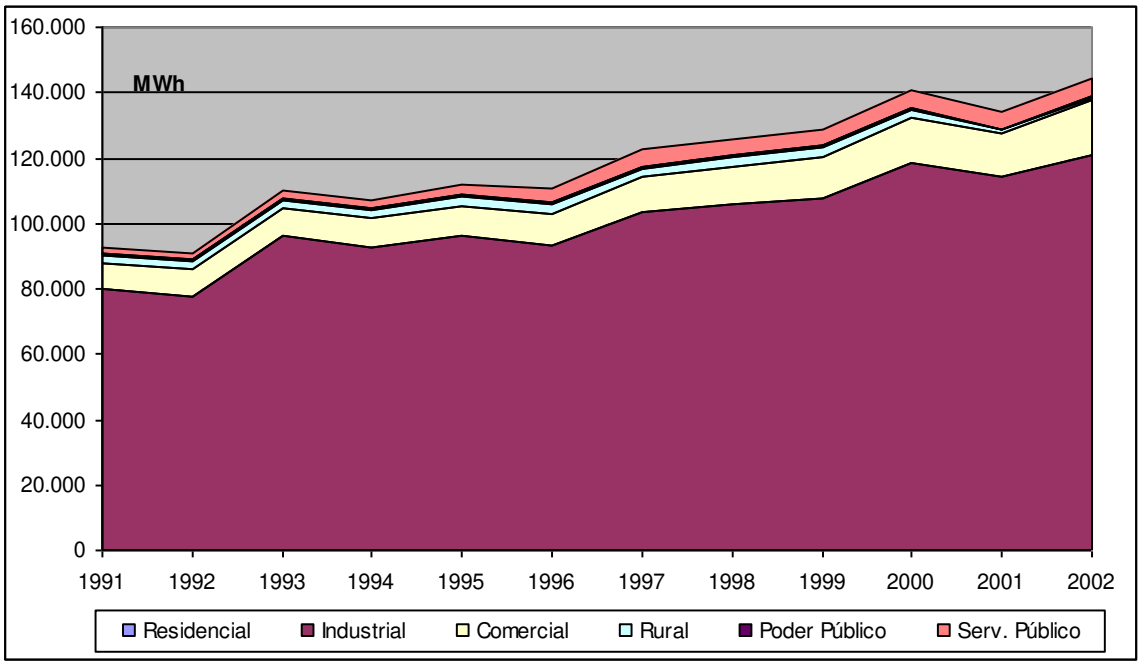

Figura 4: Evolução dos Diversos Segmentos de Mercado do Subgrupo A4

Como o interesse recai sobre o segmento industrial para a implantação da tarifa diferenciada, realizou-se um apanhado das indústrias do subgrupo A4 da região elétrica de Valinhos, composta por 142 empresas distribuídas conforme a Tabela 3.

Tabela 3: Segmento Industrial, Subgrupo A4 da Região Elétrica de Valinhos

IND PRODUTOS ALIMENTARES	nr. Cons.	13
	KWh	8.233.412
IND TÊXTIL	nr. Cons.	5
	kWh	1.515.865
IND CELULOSE, PAPEIS E PAPELÃO	nr. Cons.	8
	kWh	56.824.101
IND. MECÂNICA	Nr. Cons.	7
	kWh	538.329
IND. METALÚRGICA	nr. Cons.	14
	kWh	5.384.980
IND PROD DE MATÉRIAS PLÁSTICAS	nr. Cons.	28
	kWh	18.212.728
IND MAT. DE TRANSPORTE	nr. Cons.	5
	kWh	3.055.219
IND QUÍMICA	nr. Cons.	6
	kWh	2.025.436
AGRICULTURA CRIAÇÃO ANIMAL	nr. Cons.	7
	kWh	555.064
IND PROD MIN. NÃO METÁLICOS	nr. Cons.	17
	kWh	5.666.745
IND BEBIDAS	nr. Cons.	2
	kWh	1.056.339
IND MAT ELET E DE COMUNICAÇÕES	nr. Cons.	6
	kWh	2.386.368
IND DE BORRACHA	nr. Cons.	6
	kWh	614.889
IND VEST CALCADOS ARTEF TECIDO	nr. Cons.	2
	kWh	1.148.679
IND DIVERSAS	nr. Cons.	12
	kWh	3.999.214
IND COUROS PELES PROD SIMILAR.	nr. Cons.	2
	kWh	108.012
IND EDITORIAL E GRÁFICA	nr. Cons.	2
	kWh	82.164
TOTAL GLOBAL	nr. Cons.	142
	kWh	111.407.544

Através da Tabela 3, é possível notar que, quando se considera somente o subgrupo A4 da região elétrica de Valinhos, há uma ligeira predominância de indústrias do setor de materiais plásticos (28 empresas que consumiram, em 2002, 18.212 MWh no total), seguida de indústrias do setor de minerais não metálicos - 17 empresas - e metalúrgico - 14 empresas, que consumiram, em 2002, 5.666 MWh e 5.384 MWh, respectivamente.

Seleção da Região para Implantação do Estudo de Caso

Na comparação dos resultados obtidos na análise das regiões elétricas com plano de obras para os próximos anos, percebeu-se que, segundo critérios de mercado, a região elétrica de Franca é a mais favorável para a implantação do estudo de caso de uma tarifa diferenciada.

Chegou-se a essa conclusão verificando-se a composição da curva de carga desta região (Figura 1), onde há predominância de consumidores A4, e pelo fato de ter se encaixado no perfil de curva considerado recomendado para implantação do estudo de caso. Além disso, merece destaque a composição dos consumidores industriais, predominantemente do segmento calçadista e de borracha e couro, que se enquadram entre os perfis com possibilidade de modulação.

Esta escolha, baseada simplesmente em critérios de mercado, teve de ser comparada com as análises realizadas, considerando-se o impacto desta medida em outras regiões elétricas.

AVALIAÇÃO DO PLANO DE EXPANSÃO

Esta seção tem o objetivo de analisar o comportamento dos ativos da CPFL quanto aos seus aspectos de engenharia, planejamento e plano de expansão, verificando as suas possibilidades quanto à modulação de carga.

Foram avaliados os seguintes itens:

- Análise da Curva de Carga da CPFL;

- Região Elétrica de Franca, Estudo de Caso.

Curva de carga da CPFL

Mercado

Considerando que o foco do estudo é a classe industrial e as análises mostraram que os consumidores do subgrupo A2 já modulam suas cargas de forma satisfatória, optou-se pelo subgrupo A4, responsável por 34,51% do mercado industrial.

Modulação de Carga

A modulação de carga examinada teve foco na classe industrial, e os consumidores do subgrupo A4 foram considerados como de maior potencial de modulação de carga. A tensão de fornecimento para esses consumidores na CPFL é de 11,9 kV ou 13,8 kV.

Atualmente, a modulação de carga no setor industrial é praticada por tarifas horosazonais - azul e verde, que inibem o funcionamento no horário de ponta do sistema – definido pela CPFL como das 18h às 21h. Na classe residencial, a modulação de carga deveria ser conseguida com a tarifa amarela, que passou por várias experiências piloto e não foi adotada de forma permanente. A modulação da classe residencial traria uma contribuição bastante significativa para a ponta do sistema elétrico.

A Figura 5 mostra a curva de carga da CPFL. Na empresa toda, a ponta se inicia às 17h e termina às 22h. Entre a subida e a descida da curva são 5 horas, diferente da ponta legal da CPFL que se inicia às 18h e termina às 21h. A curva de carga mostra que seria interessante para as redes da CPFL modular a carga de forma que levasse essa ponta das 17h às 22 horas para o vale no horário das 0h às 7h. Essa possibilidade representaria um maior aproveitamento dos ativos instalados e potencial de economia em obras propostas nos planos de expansão.

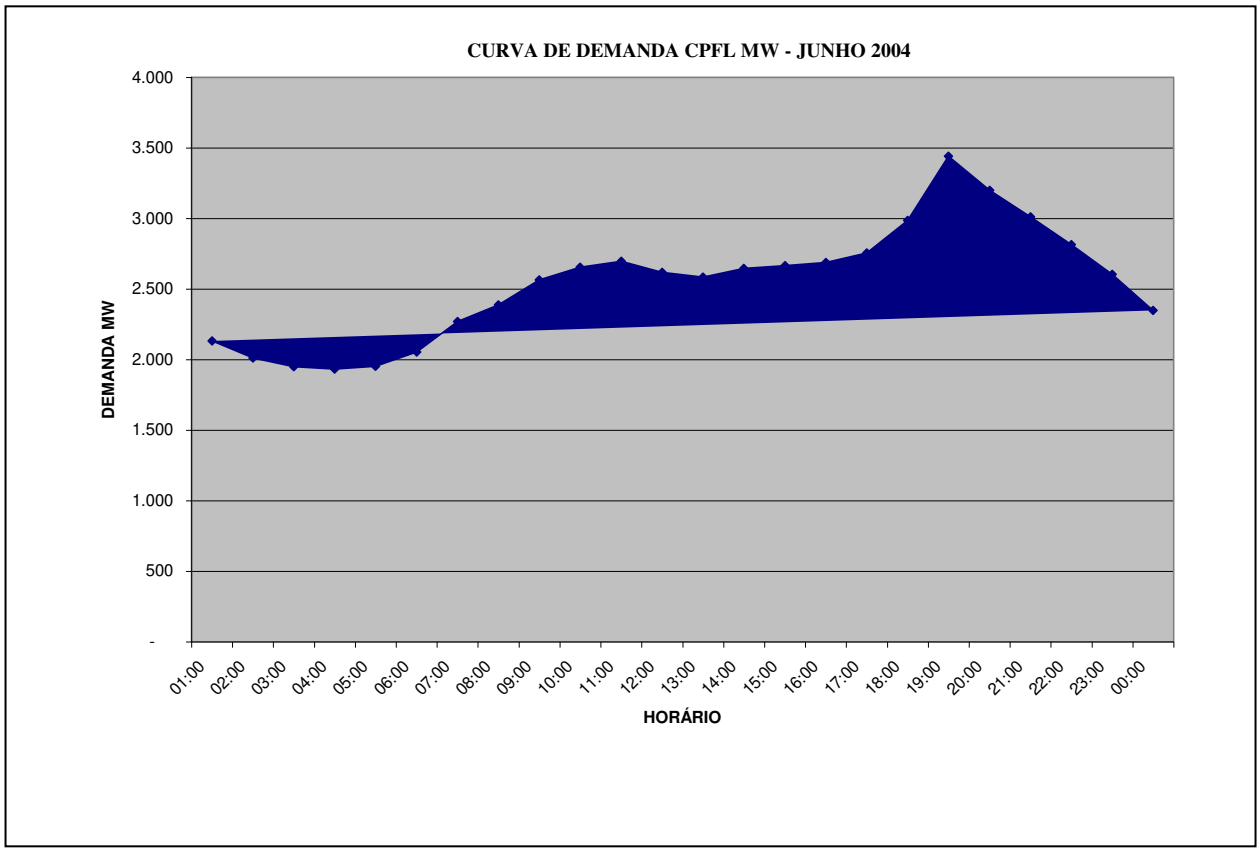

Figura 5: Curva de Demanda CPFL MW – Junho 2004

Plano de Expansão

O Plano de Expansão do Sistema Elétrico (PESE) é elaborado a partir da análise das necessidades do sistema da concessionária para atender os pontos de gargalo e o crescimento de mercado. As principais obras do PESE para os anos de 2005 e 2006, versão de Janeiro de 2004, e que necessitam de investimentos de alto valor são aquelas de maior potencial para estudos de modulação de carga, resultando em um melhor aproveitamento do sistema elétrico e, consequentemente, adiando os investimentos necessários.

Escolha de SE para Estudo de Caso

Para se verificar, ainda de forma parcial, as possibilidades de modulação de carga do consumidor e seus impactos no PESE, foi escolhida para o Estudo de Caso a SE Diamante, na Região de Franca. Esta região tem um grande número de consumidores A4, predominantemente

do segmento calçadista, um dos potenciais para a modulação de carga, tal como apontado na aplicação do "Questionário de Posses e Hábitos" (Apêndice A).

REGIÃO ELÉTRICA DE FRANCA, ESTUDO DE CASO

A região elétrica de Franca é atendida por quatro subestações, todas em tensão de 138-13,8 kV, com seis transformadores: SE Diamante - 25 MVA com 5 alimentadores; SE Franca - 2x25 MVA com 8 alimentadores; SE Guanabara - 26,6 MVA com 4 alimentadores; SE Resende - 2x25 MVA com 8 alimentadores.

Mercado de Franca

A análise de mercado da região de Franca concluiu que o subgrupo A4 desta região elétrica é composto predominantemente por indústrias do setor calçadista, com 173 empresas.

Tipologias do Segmento Calçadista

A tipologia do segmento calçadista apresenta um forte potencial de modulação de carga, conforme pode ser observado na Figura 13, onde das 19h às 6h o sistema elétrico é muito pouco utilizado.

Plano de Expansão em Franca

De acordo com o critério de planejamento de carregamento de subestações, constatou-se que seria necessária a ampliação da subestação Diamante no ano de 2005 para adequar a capacidade instalada à demanda prevista para a área, atendendo à carga dentro dos padrões estabelecidos pela CPFL.

A obra prevista pela CPFL seria ampliar a capacidade instalada e redistribuição das cargas entre alimentadores - ampliação da subestação SE DIAMANTE 138-13,8 kV - 26.6 MVA, instalação do transformador 2 (26.6MVA) e de 4 saídas de alimentadores, com valor estimado de R$4.390.000,00.

As subestações afetadas com a entrada do 2º transformador na SE Diamante seriam o transformador 1 de Diamante 1 e as subestações de Franca 1 e Franca 2.

Os dados da SE Diamante 1 são apresentados na Tabela 4 e nas Figuras 6 e 7, enquanto que as informações sobre a SE Franca 1 estão na Tabela 5 e nas Figuras 8 e 9. Já os dados da SE Franca 2 apresentam-se na Tabela 6 e nas Figuras 10 e 11.

Os dados de carregamento das subestações Diamante 1 (Tabela 4) e Franca 2 (Tabela 6) indicam a necessidade de uma ação no ano de 2004, já que suas demandas ultrapassam a capacidade disponível, segundo o critério de planejamento. A ação tomada é a construção da SE Diamante 2, instalação do segundo transformador na SE Diamante. A SE Diamante 2 absorverá 8.000 kVA da SE Diamante 1, 2500 kVA de Franca 1 e 4000 kVA de Franca 2, conforme mostrado nas Tabelas 4, 5 e 6.

A partir da análise da curva de carga típica das subestações no período das 21h às 7h, Diamante 1, Franca 1 e Franca 2 apresentam vales, tendo, portanto, bom potencial para melhor aproveitamento do sistema elétrico durante a madrugada. No período analisado, as SE's apresentam características diferentes em função de suas composições de subclasses de consumo, sendo Diamante 1 – 22% industrial, 54% residencial e 4% outros; Franca 1 - 9% industrial, 27% residencial e 43% outros e Franca 2 - 25% industrial, 40% residencial e 10% outros. Dessa forma, é possível deslocar parte da carga das três subestações para o período das 21h às 7h.

Avaliando-se o potencial de modulação de carga dos clientes do segmento industrial A4 - no caso de Franca com maioria no setor calçadista - tem-se um total de 14.440 kVA de demanda contratada para as SE's: Diamante 1 – 7200 kVA, Franca 1 – 1340 kVA e Franca 2 – 5.900 kVA. Conforme pode ser observado nas Figuras 6, 8 e 10, o fator de carga do setor calçadista variou de 0,22 a 0,4, apresentando um grande potencial de modulação.

Analisada a hipótese de modulação de 30% da carga, o potencial de modulação do segmento calçadista na região elétrica de Franca seria de aproximadamente 4.332 kVA, considerando-se o crescimento de Diamante 1 e Franca 2 de 1.768 kVA por ano, de acordo com o

previsto pelo planejamento. Nesse caso, seria possível postergar o investimento de valor estimado de R$4.390.000,00 por 30 meses.

Não foi avaliada a hipótese de transferência de carga entre as subestações, aproveitando-se as diferenças de suas características e de suas tipologias. Poderia ser estudada a transferência de carga entre alimentadores para um melhor aproveitamento das capacidades das subestações.

Tabela 4 - Dados SE Diamante 1

Ano Base	2002	S/E							
G.A.	NORDESTE	DIAMANTE 1			2002	2003	2004	2005	2006
Conj. Elétrico	Franca	Sigla	Demanda	(kVA)	21588	22.505	23.327	16.197	16.811
Região	Franca	DMT	Taxa crescimento	(%)		4,3%	3,7%	3,7%	3,8%
R.E.	Franca	Tensão kV	Transferências	(kVA)				-8.000	
Cód. R.E.	R-120	138-13,8	Grde consumidor	(kVA)					
Localidade	Franca	T. Barra kV	Carregamento	(%)	86%	90%	93%	65%	67%
data da S/E	fev-1990	13.680	Cap. Nominal	(kVA)	25000	25.000	25.000	25.000	25.000
F. Carga (pu)	DEC	3,55	No. Alimentadores		5	5	5	5	5
52%	FEC	4,00	RT	(kVA)	2500	2.500	2.500	2.500	2.500
F. Sazon. (pu)	Fator limitante:		Limite	(pu)	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
90%	Critério de Planejamento		Limite	(kVA)	23.075	23.075	23.075	23.075	23.075
F. Pot. (%)	No. Cia. trafo		Consumo	(MWh)	87.897				
87%	22566		Necessidade de Obra				ação		
Característica	Ponta		Alimentadores		DMT-02	DMT-03	DMT-04	DMT-05	DMT-06

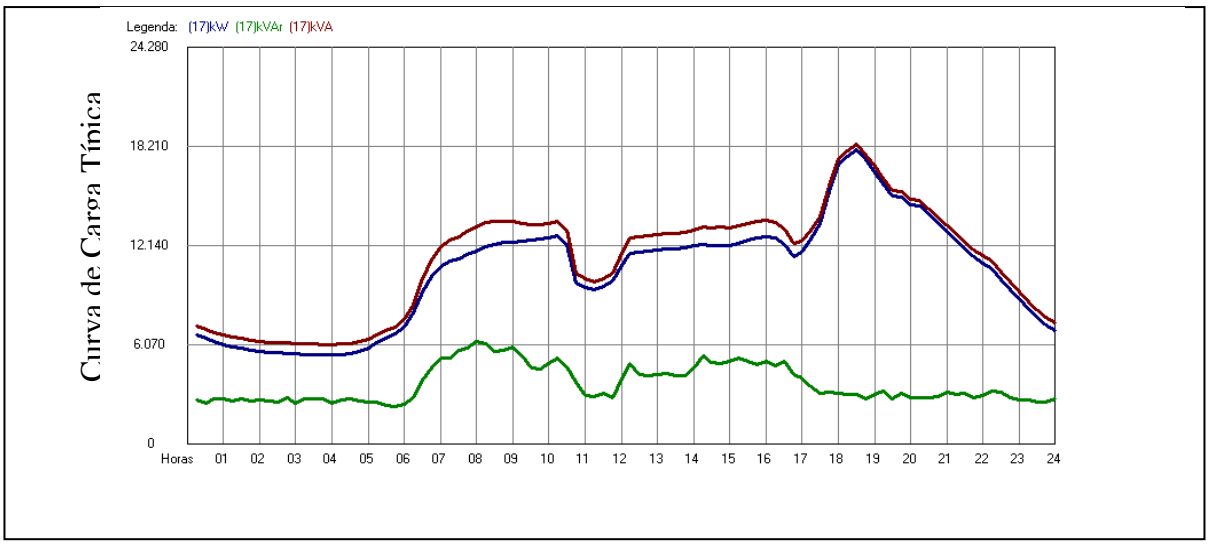

Figura 6: Curva de Carga Típica SE Diamante 1

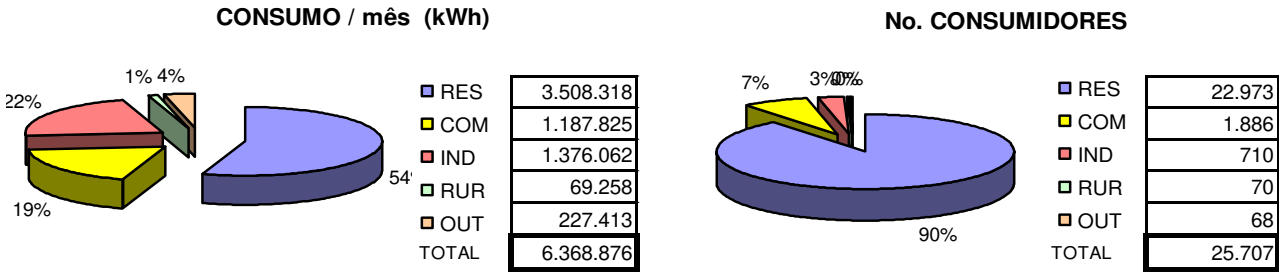

Figura 7: Consumo e Número de Consumidores – SE Diamante 1

Tabela 5: Dados SE Franca 1

Ano Base	2002	S/E							
G.A.	NORDESTE	FRANCA 1			2002	2003	2004	2005	2006
Conj. Elétrico	Franca	Sigla	Demanda	(kVA)	19169	19.899	20.602	18.846	19.490
Região	Franca	FRA 1	Taxa crescimento	(%)		4,9%	4,0%	4,1%	3,9%
R.E.	Franca	Tensão kV	Transferências	(kVA)				-2.500	
Cód. R.E.	R-120	138-13,8	Grde consumidor	(kVA)	2.419	2.325	2.325	2.325	2.325
Localidade	Franca	T. Barra kV	Carregamento	(%)	77%	80%	82%	75%	78%
data da S/E	fev-1968	13.680	Cap. Nominal	(kVA)	25000	25.000	25.000	25.000	25.000
F. Carga (pu)	DEC	8,75	No. Alimentadores		4	4	4	4	4
70%	FEC	9,59	RT	(kVA)	2667	2.667	2.667	2.667	2.667
F. Sazon. (pu)	Fator limitante:		Limite	(pu)	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
85%	Critério de Planejamento		Limite	(kVA)	23.075	23.075	23.075	23.075	23.075
F. Pot. (%)	No. Cia. trafo		Consumo	(MWh)	99.023				
93%	20106		Necessidade de Obra						
Característica	Ponta		Alimentadores		FRA-03	FRA-04	FRA-05	FRA-06	

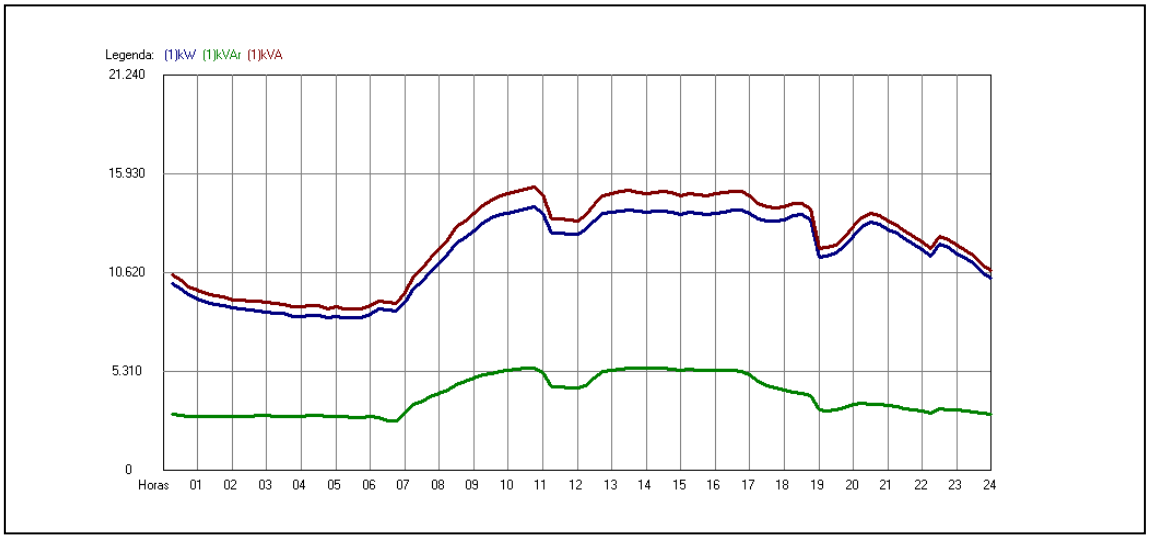

Figura 8: Curva de Carga Típica SE Franca 1

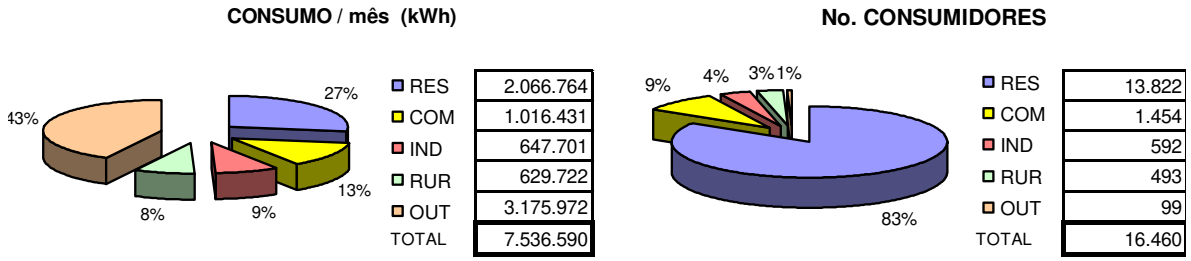

Figura 9: Consumo e Número de Consumidores – SE Franca 1

Tabela 6: Dados SE Franca 2

Ano Base	2002	S/E							
G.A.	NORDESTE	FRANCA 2			2002	2003	2004	2005	2006
Conj. Elétrico	Franca	Sigla	Demanda	(kVA)	21858	22.844	23.792	20.770	21.615
Região	Franca	FRA 2	Taxa crescimento	(%)		4,5%	4,2%	4,1%	4,1%
R.E.	Franca	Tensão kV	Transferências	(kVA)				-4.000	
Cód. R.E.	R-120	138-13,8	Grde consumidor	(kVA)					
Localidade	Franca	T. Barra kV	Carregamento	(%)	87%	91%	95%	83%	86%
data da S/E	fev-1968	13.680	Cap. Nominal	(kVA)	25000	25.000	25.000	25.000	25.000
F. Carga (pu)	DEC	7,59	No. Alimentadores		4	4	4	4	4
51%	FEC	9,71	RT	(kVA)	2800	2.800	2.800	2.800	2.800
F. Sazon. (pu)	Fator limitante:		Limite	(pu)	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
94%	Critério de Planejamento		Limite	(kVA)	23.075	23.075	23.075	23.075	23.075
F. Pot. (%)	No. Cia. trafo		Consumo	(MWh)	92.069				
92%	128		Necessidade de Obra				ação		
Característica	Fora Ponta		Alimentadores		FRA-08	FRA-09	FRA-10	FRA-11	

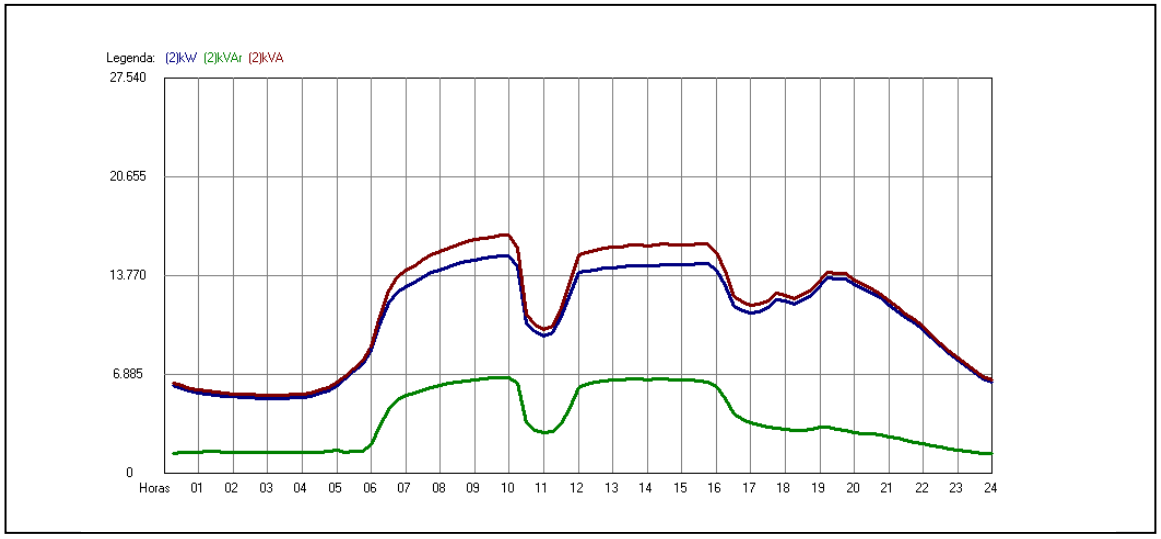

Figura 10: Curva de Carga Típica SE Franca 2

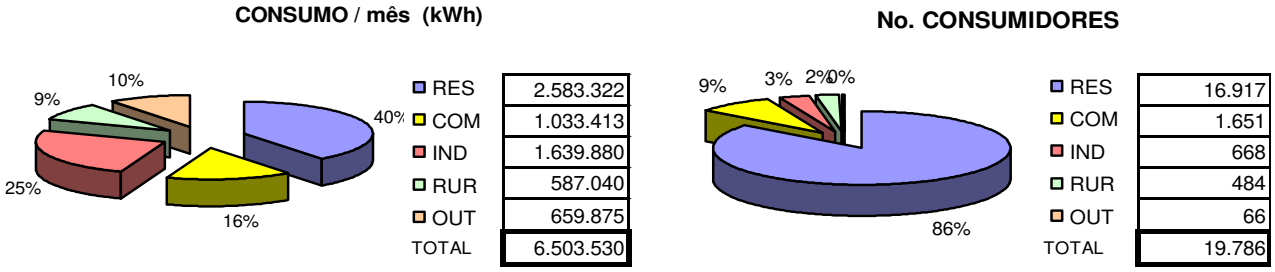

Figura 11: Consumo e Número de Consumidores – SE Franca 2

DETERMINAÇÃO DAS TIPOLOGIAS DE CARGA DOS SEGMENTOS INDUSTRIAIS

As tipologias de carga dos segmentos industriais foram analisadas utilizando-se o *software* TARDIST, sistema computacional, desenvolvido pelo CEPEL, que integra as etapas de caracterização de carga, cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD. Este *software* é dotado de interface gráfica, toda a metodologia de cálculos para tarifas e uma base de dados para arquivamento e manuseio de informações

provenientes do cadastro de faturamento dos consumidores e do cadastro de redes (subestações e transformadores de distribuição) e medições das curvas de carga (CEPEL, 2001).

Foram utilizados os dados de 130 medições realizadas pelo PD-111, os quais puderam ser aproveitados para a análise das tipologias.

Resultados Obtidos com a Simulação

Foram gerados gráficos com tipologias dos clientes-tipo para os segmentos individualmente e para uma tipologia geral. Os dados detalhados encontram-se a seguir:

- Tipologia Geral – fusão de todos os segmentos escolhidos para o estudo;

- Tipologia do Segmento Calçadista;

- Tipologia do Segmento Moveleiro;

- Tipologia do Segmento Mecânico;

- Tipologia do Segmento Metalúrgico;

- Tipologia do Segmento Outros;

- Tipologia do Segmento Alimentício;

- Tipologia do Segmento Plástico;

- Tipologia do Segmento Papel e Celulose;

- Tipologia do Segmento Têxtil;

- Tipologia do Segmento Cerâmica.

Tipologia Geral – Fusão de Todos os Segmentos Escolhidos para o Estudo

Esta tipologia representa o perfil do consumo ou carregamento de todos os consumidores industriais conectados no subgrupo A4 (15 kV) na concessão da CPFL. A Figura 12, que possui

escala em P.U. x horas do dia, demonstra todo o histórico de carga desses consumidores. A importância desta curva estar graduada em P.U. é pelo fato dos clientes analisados possuírem demandas muito diferentes, variando de 200 kW a 5.000 kW (faixa escolhida para o estudo). Dessa forma, a curva caracterizada em P.U. identifica principalmente o perfil do consumidor, padronizando a variação da escala.

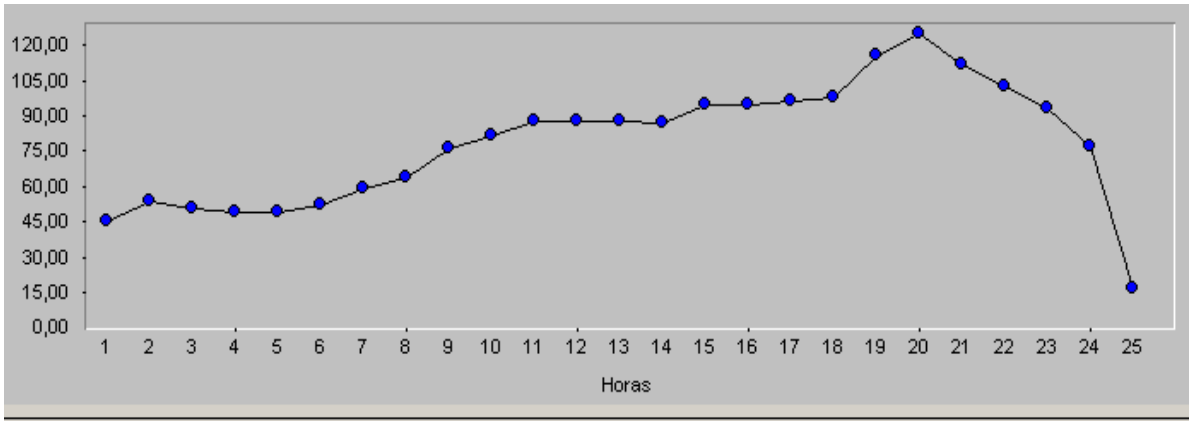

Figura 12: Tipologia Geral (inclui todas as medições realizadas)

Através da Figura 12, pode-se observar que a fusão de todos os segmentos demonstra um aumento de carregamento gradativo por volta das 6h até às 18h. A partir deste momento, o consumo tem um crescimento mais acentuado, formando-se um pico de demanda justamente no horário de ponta da CPFL, que se inicia às 18h e termina às 21h. Contudo, a partir das 20h, a demanda começa a decrescer novamente, voltando à posição de conforto para o sistema por volta da 1h.

Dessa maneira, pode-se perceber que, neste conjunto de consumidores, estão incluídos vários períodos de produção, que englobam desde períodos de trabalho em um turno até o regime de trabalho de 24 horas (denominado 3 turnos). Abre-se assim um grande potencial para a modulação (deslocamento de carga) para a madrugada, pois é quando o sistema de distribuição está mais ocioso.

A seguir, é apresentada uma análise fragmentada do perfil de carregamento industrial A4 da CPFL, focada nos segmentos citados anteriormente com o objetivo de descobrir qual deles possui melhor potencial de deslocamento de carga.

O segmento Calçadista mostrou-se o mais propício para ser modulado, tal como ilustrado na Figura 13.

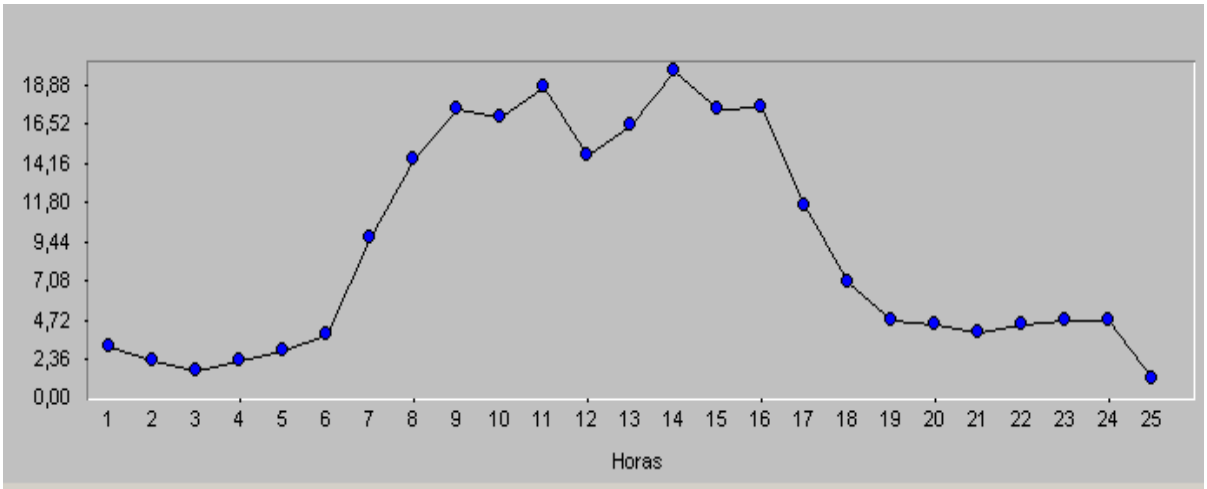

Figura 13: Tipologia do Seguimento Calçadista

A curva acima representa uma grande capacidade de deslocamento de carga, pois há um pico de consumo centralizado entre o período das 6h às 17h. Assim, tecnicamente, há 100% de possibilidade de modular o carregamento do segmento para a madrugada - das 00h às 6h, não descartando a formação de um terceiro turno - com início às 22h e término às 6h, facilitando o enquadramento e adesão das indústrias.

O segmento moveleiro demonstrou ser o segundo melhor potencial para modulação. A partir da figura abaixo, pode-se observar que a curva típica dos clientes simulados é muito parecida com o perfil do segmento calçadista. O setor moveleiro, apesar de mostrar um maior vale entre os horários das 11h às 14h (provavelmente influenciado pelo horário de almoço dos funcionário da produção), possui seu pico de consumo iniciando-se também às 6h e terminando às 18h. Dessa maneira, fica evidenciada uma rotina de trabalho de um turno, havendo a possibilidade de deslocamento de carga para um possível posto na madrugada. O segmento moveleiro só ficou

classificado como segundo lugar porque possui um pico de demanda menos acentuado do que o segmento calçadista, mas nem por isso com menos capacidade de deslocamento de carga.

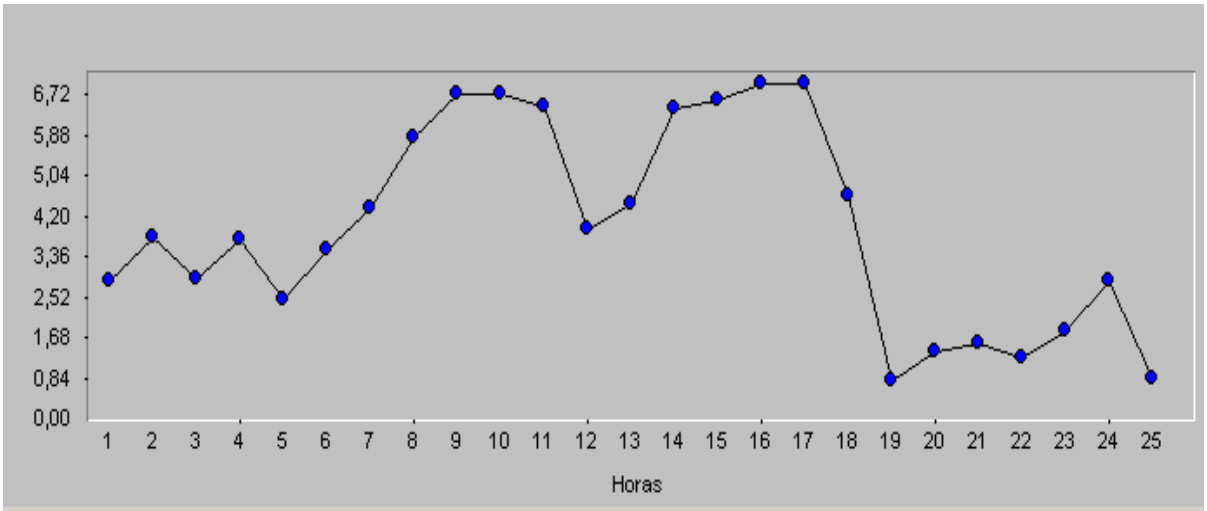

Figura 14: Tipologia do Segmento Moveleiro

Os demais segmentos apresentam um pequeno potencial, como é o caso do Mecânico, Metalúrgico e Outros, ou praticamente nenhum, como o Alimentício, de Plástico, Papel e Celulose, Têxtil e de Cerâmica.

RESULTADOS

A análise realizada sobre a evolução do mercado da CPFL, segundo suas regionais e segmentos industriais, apontou a região de Franca como uma possibilidade interessante para os estudos de implantação de tarifas modificadas. O estudo de caso, elaborado para a região elétrica de Franca, apresentou potencial de modulação de carga tanto no sistema CPFL - curva de carga de toda a empresa e curva de carga das subestações de Franca, quanto nas tipologias de rede do segmento calçadista, grande responsável pelo consumo de energia elétrica na cidade. A obra proposta em Franca é composta pela instalação de um novo transformador na SE Diamante, construção de alimentadores e alterações na rede, com investimentos previstos de R$4.390.000,00.

Do lado da CPFL, foram analisadas as obras da região, propostas no Plano de Expansão do Sistema Elétrico (PESE). Avaliada a hipótese de modulação de carga composta pelos

consumidores do subgrupo A4 do segmento calçadista, constatou-se que os investimentos poderiam ser adiados.

Do lado do setor de calçados, foram consideradas as suas tipologias e o potencial de modulação na curva de carga. O segmento calçadista trabalha, em sua maioria, no horário das 6h às 19h, com um forte potencial de se alterar parte da carga para o período das 21h às 6h, propiciando um alívio na curva de carga do sistema elétrico da CPFL.

Os dois segmentos, calçadista e moveleiro, foram os que apresentaram maior potencial de modulação de carga.

Franca

A regional Franca, ilustrada na Figura 15, é composta por 13 municípios, com uma área total de 5.545,1 Km^2 e uma população de 394.226 habitantes (IBGE, 2000).

Figura 15: Mapa da Regional Franca

A partir da Figura 16, pode-se concluir que o consumo de energia elétrica da regional Franca apresenta uma predominância residencial, chegando a 40% do total, seguida do setor industrial, que fica em torno de 25% do total. Percebe-se que, provavelmente em função do racionamento de 2001, exista uma tendência de inverter esta situação, com o consumo residencial em queda em relação ao industrial.

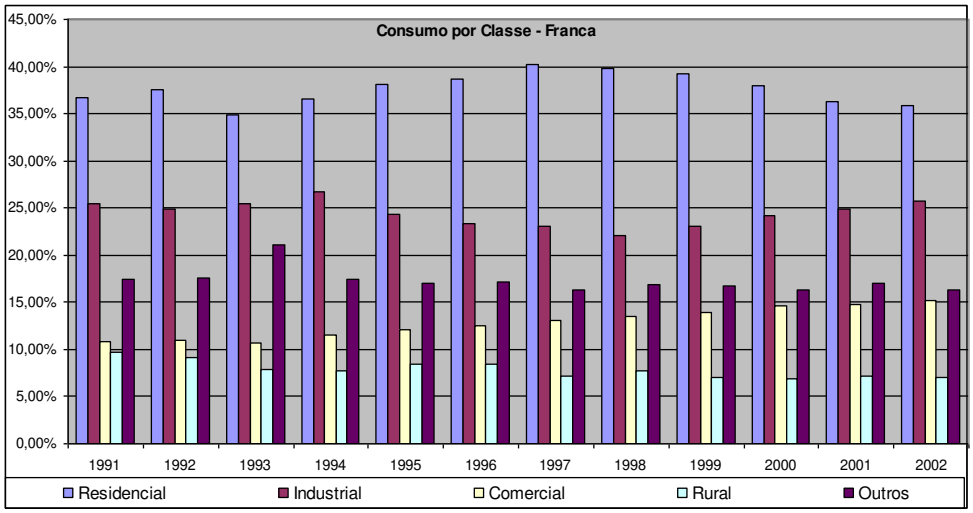

Figura 16: Variação Percentual dos Segmentos de Mercado da Regional Franca

Por meio da Figura 17, constata-se uma clara predominância do consumo no segmento industrial de média tensão (A4) durante todo o período de análise, sendo o consumo em baixa tensão pequeno em relação ao A4. Além disso, na região, não se verifica a presença de grandes consumidores industriais em alta tensão A2.

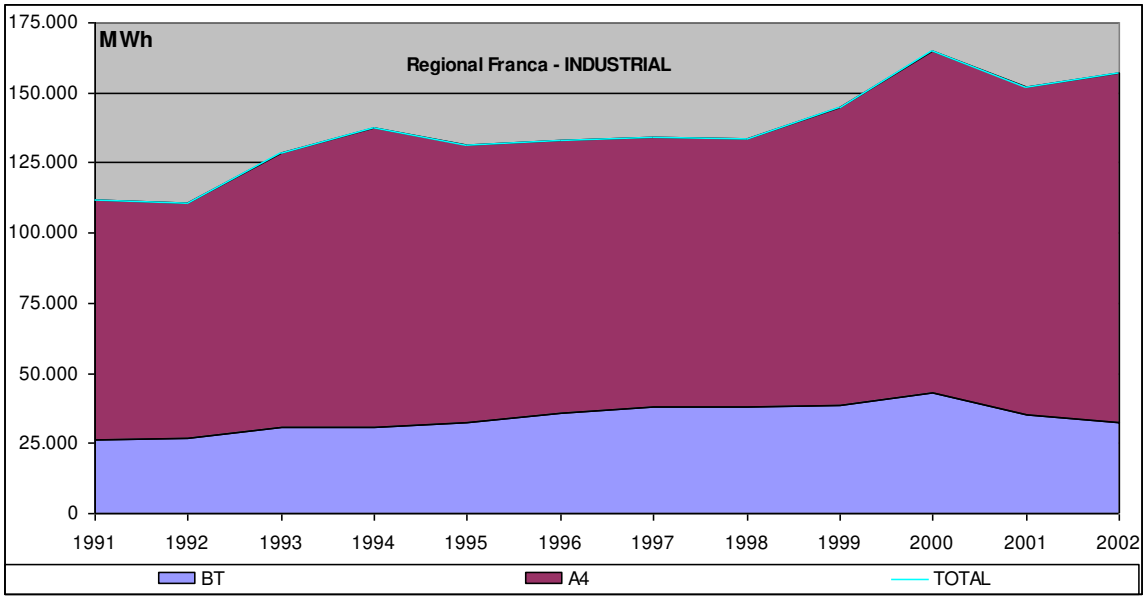

Figura 17: Consumo por Classe de Tensão do Segmento Industrial da Regional Franca

O subgrupo A4 da regional Franca é composto por 385 empresas, distribuídas conforme a Tabela 7. Neste, há predominância de indústrias voltadas para o setor calçadista (33.580 MWh), de borracha (24.764 MWh) e couros, peles e produtos similares (18.497 MWh).

Tabela 7: Segmento Industrial, Subgrupo A4 da Regional Franca

IND PRODUTOS ALIMENTARES	nr. Cons.	16
	kWh	6.825.376
IND TEXTIL	nr. Cons.	2
	kWh	79.377
IND CELULOSE, PAPEIS E PAPELAO	nr. Cons.	2
	kWh	226.590
IND. MECANICA	nr. Cons.	13
	kWh	4.874.946
IND. METALURGICA	nr. Cons.	13
	kWh	8.295.150
IND PROD DE MATERIAS PLASTICAS	nr. Cons.	9
	kWh	6.842.275
IND MAT. DE TRANSPORTE	nr. Cons.	2
	kWh	1.210.122
IND QUIMICA	nr. Cons.	7
	kWh	3.187.286
AGRICULTURA CRIACAO ANIMAL	nr. Cons.	65
	kWh	9.529.449
IND PROD MIN. NAO METALICOS	nr. Cons.	7
	kWh	753.281
IND BEBIDAS	nr. Cons.	2
	kWh	901.577
IND MAT ELET E DE COMUNICACOES	nr. Cons.	1
	kWh	22.427
IND DE BORRACHA	nr. Cons.	27
	kWh	24.764.508
IND VEST CALCADOS ARTEF TECIDO	nr. Cons.	174
	kWh	33.580.376
IND DE MOBILIARIO	nr. Cons.	1
	kWh	41.574
IND COUROS PELES PROD SIMILAR.	nr. Cons.	36
	kWh	18.497.564
IND DE MADEIRA	nr. Cons.	2
	kWh	137.172
IND EDITORIAL E GRAFICA	nr. Cons.	1
	kWh	42.148
IND CONSTRUCAO	nr. Cons.	4
	kWh	522.750
IND PERFUMARIA, SABOES E VELAS	nr. Cons.	1
	kWh	112.053
Total Global	nr. Cons.	385
	kWh	120.446.001

APÊNDICE E – Os Resultados da Campanha de Medições e da Pesquisa de Campo I

A ANÁLISE DAS ENTREVISTAS

Os resultados da Pesquisa de Campo

A Tabela 8 apresenta um resumo do resultado das entrevistas realizadas. Foram consideradas válidas 127 entrevistas, com cerca de 22% delas concentradas nos consumidores classificados como "outros". Os segmentos mais representativos em termos de números de entrevistas foram Alimentos (21%), Metalúrgico (14%), Têxtil (12%) e Calçados (9%).

Como a pesquisa utilizou um procedimento de amostragem estratificada, os resultados correspondentes a cada variável individual relevante serão inicialmente apresentados em tabelas cruzadas segundo as variáveis *segmento* e *faixa de demanda*. Nesta seção, é feita uma análise de algumas das questões levantadas nos questionários, as quais foram relevantes para justificar a escolha dos principais candidatos para o estudo de mudança tarifária.

Faixas de consumo

Como o estudo buscou consumidores com boa capacidade de modulação e aptos a realizar investimentos e modificações na sua estrutura de produção ao longo do dia, é relevante verificar o porte predominante (segundo faixas de demanda) dos consumidores encontrados em cada segmento industrial.

De modo geral, 55% dos entrevistados estavam em faixa de demanda menor que 500 kW (33% na faixa 201-300 kW e 22% na faixa 301-500 kW). Cerca de 25% estava na faixa de 500-1.000 kW, e 20% acima de 1.000 kW. A Tabela 8 mostra a participação dos consumidores entrevistados, considerando sua faixa de consumo.

Os segmentos de Papel & Celulose e Alimentos foram aqueles que tiveram maior participação de grandes consumidores (acima de 1.000 kW), e a Indústria de Calçados com cerca

de 75% de seus consumidores nas faixas de 201-300 kW e 300-500 kW. Móveis e Calçados foram os segmentos que mais concentraram representantes de faixas de menor demanda (Tabela 9).

Tabela 8: Número de entrevistas válidas por segmento e faixa de demanda

Segmento Produtivo do Consumidor	Faixa de Demanda do Consumidor					Total
		201 a 300 kW	301 a 500 kW	501 a 1.000 kW	Mais de 1.000 kW	
Alimentos	Count	8	4	5	10	27
	% of Total	6,3%	3,1%	3,9%	7,9%	21,3%
Textil	Count	5	3	5	2	15
	% of Total	3,9%	2,4%	3,9%	1,6%	11,8%
Celulose&Papel	Count		2		2	4
	% of Total		1,6%		1,6%	3,1%
Mecânico	Count	3	1	1	1	6
	% of Total	2,4%	,8%	,8%	,8%	4,7%
Metalúrgico	Count	6	3	6	3	18
	% of Total	4,7%	2,4%	4,7%	2,4%	14,2%
Mat. Plástico	Count	3	3	2	1	9
	% of Total	2,4%	2,4%	1,6%	,8%	7,1%
Calçado	Count	4	5	2	1	12
	% of Total	3,1%	3,9%	1,6%	,8%	9,4%
Cerâmica	Count	2		1		3
	% of Total	1,6%		,8%		2,4%
Móveis	Count	2	2	1		5
	% of Total	1,6%	1,6%	,8%		3,9%
Outros	Count	9	5	9	5	28
	% of Total	7,1%	3,9%	7,1%	3,9%	22,0%
Total	Count	42	28	32	25	127
	Total	33,1%	22,0%	25,2%	19,7%	100,0%

Tabela 9: Consumidores amostrados por segmentos industriais

Segmentos	% em relação ao no. total entrevistado		
	< 500	501-1000	> 1000
Alimentos	44,4	18,5	37,0
Têxtil	53,3	33,3	13,3
Papel & celulose	50,0	-	50,0
Mecânico	66,7	16,7	16,7
Metalúrgico	50,0	33,3	16,7
Mat. Plástico	66,6	22,2	11,1
Calçados	75,0	16,7	8,3
Cerâmica	66,7	0,8	-
Móveis	80,0	7,1	-
Outros	50,0	25,2	17,9

Número de Turnos de Operação

Para cada segmento industrial, é possível verificar que quatro tipos de indústrias possuem representantes com quatro turnos: Têxtil, Materiais Plásticos, Calçados e Papel & Celulose, sendo que esta última trabalha somente em quatro turnos.

As indústrias de Móveis e Mecânica são as que mais concentram unidades com apenas um turno de operação. Com dois turnos, têm-se as indústrias Metalúrgica e de Alimentos e, com três turnos, a Têxtil e de Materiais Plásticos (Tabela 10).

Tabela 10: Número de turnos de operação segundo segmentos industriais (% das entrevistas)

Segmentos	1	2	3	4
Alimentos	18,5	48,1	33,3	
Têxtil	-	6,7	80,0	13,3
Papel & celulose	-	-	-	100
Mecânico	50,0	16,7	33,3	-
Metalúrgico	22,2	50,0	27,8	-
Mat. Plástico	-	11,1	77,8	11,1
Calçados	25,0	41,7	25,0	8,3
Cerâmica	33,3	-	66,7	-
Móveis	60,0	40,0	-	-
Outros	35,7	28,6	35,7	-

Número Total de Funcionários

A indústria de Materiais Plásticos é a que concentra unidades com menor número de empregados - cerca de 89% dos entrevistados possuía até 100 funcionários, seguida pelas indústrias de Cerâmica e Têxtil, com 67% e 47%, respectivamente. Os segmentos com unidades com mais de 1.000 empregados foram Alimentício, Metalúrgico e Calçadista (Tabela 11).

A Tabela 12 mostra com maiores detalhes a estrutura dos segmentos de acordo com o número de empregados, faixas de consumo e turnos de operação. As empresas com menor número de empregados tendem a ter somente um turno e apresentam demanda na faixa de 200-300 kW.

Tabela 11: Número de funcionários por segmentos industriais (% das entrevistas)

Segmentos	Até 100	De 100 a 300	De 301 a 1000	Acima de 1000
Alimentos	33,3	44,4	7,4	14,8
Têxtil	46,7	33,3	20,0	-
Papel & celulose *	25,0	50,0	-	-
Mecânico	33,3	50,0	16,7	-
Metalúrgico	44,4	33,3	16,7	5,6
Mat. Plástico	88,9	-	11,1	-
Calçados *	33,3	33,3	16,7	8,3
Cerâmica	66,7	33,3	-	-
Móveis	40,0	60,0	-	-
Outros	57,1	28,6	14,3	-

(*) Nota: Alguns entrevistados não informaram o número de empregados. Dessa forma, o total apresentado não atinge 100%.

Tabela 12: Quantidade de Turnos do Consumidor * Total de Funcionários da Empresa * Faixa de Demanda do Consumidor

Faixa de Demanda do Consumidor	Quantidade de Turnos do Consumido	Total de Funcionários da Empresa					Total
		Até 100	De 101 até 300	De 301 até 1.000	Mais de 1.000	Não sabe / NR	
201 a 300 kW	1	15	2				17
	2	7	8				15
	3	8	1	1			10
	Total	30	11	1			42
301 a 500 kW	1	6	1				7
	2	5	2			1	8
	3	5	6				11
	4	1	1				2
	Total	17	10			1	28
501 a 1.000 kW	1	3	2				5
	2	4	4	2			10
	3	5	8	2			15
	4		1	1			2
	Total	12	15	5			32
Mais de 1.000 kW	2		3		4		7
	3		5	10	2	1	18
	Total		8	10	6	1	25

Existência de Pulmões

Essa é uma característica importante para flexibilizar a produção de uma indústria e possibilitar a transferência de carga ao longo do dia ou sazonalmente. Os segmentos de Móveis, Papel & Celulose e Calçados são os que mais apresentaram esse atributo (Tabela 13). A Tabela 14 mostra que a maioria se utiliza de estoques para armazenagem de produtos nas etapas intermediárias de seu processo de produção.

Tabela 13: Existência de pulmões no processo por segmentos industriais (% das entrevistas)

Segmentos	Sim	Não
Alimentos	44,4	55,6
Têxtil	20,0	80,0
Papel & celulose	75,0	25,0
Mecânico	16,7	83,3
Metalúrgico	38,9	61,1
Mat. Plástico	44,4	55,6
Calçados	66,7	33,3
Cerâmica	33,3	66,7
Móveis	80,0	20,0
Outros	67,9	32,1

Tabela 14: Tipos de pulmões no processo (% das entrevistas)

TIPOS	NO.	%
Silos	12	16,4
Tanques	11	15,1
Agitadores	2	2,7
Estoques	44	60,3
Armazenagens intermediárias – outros tipos	4	5,5
Total de entrevistas válidas	73	100,0

Grau de automação

Na Tabela 15, verifica-se uma grande possibilidade de aumento da automação dos processos industriais em praticamente todos os segmentos analisados, em especial, o setor de Cerâmica. A

Tabela 16 apresenta o nível de automatização existente nos segmentos pesquisados. As indústrias Metalúrgica, de Alimentos, Têxtil e Outros são as que apresentaram maiores níveis de automação de processos no momento da pesquisa. Cerca de 67% dos representantes do segmento Calçadista possui parte de seus processos automatizados.

Tabela 15: Possibilidades de aumento da automação por segmentos industriais

(% das entrevistas)

Segmentos	Sim	Não
Alimentos	85,2	14,8
Têxtil	93,3	6,7
Papel & celulose	75,0	25,0
Mecânico	50,0	50,0
Metalúrgico	77,8	22,2
Mat. Plástico	77,8	22,2
Calçados	66,7	33,3
Cerâmica	100	-
Móveis	80,0	20,0
Outros	64,3	35,7

Tabela 16: Grau de automação por segmentos (% das entrevistas)

Segmentos	Todo processo é anual	Parte do processo é automatizado	Todo do processo é automatizado
Alimentos	11,1	74,1	14,8
Têxtil	13,3	73,3	13,3
Papel & celulose	-	100	-
Mecânico	33,3	66,7	-
Metalúrgico	22,2	61,1	16,7
Mat. Plástico	11,1	88,9	-
Calçados	33,3	66,7	-
Cerâmica	-	100,0	-
Móveis	20	80,0	-
Outros	10,7	67,9	21,4

Possibilidades de Deslocamento de Carga

A Tabela 17 mostra os resultados das declarações dos entrevistados em relação à possibilidade de deslocamento de sua carga. Os setores de Móveis e de Cerâmica são os que mais apresentam essa possibilidade. Em contrapartida, os segmentos Têxtil, de Materiais Plásticos, Mecânico e de Calçados são os que declararam maior dificuldade em promover modificações em seu perfil de carga.

Tabela 17: Possibilidades de Deslocamento de Carga

Segmentos	Sim	Não
Alimentos	44,4	55,6
Têxtil	20,0	66,7
Papel & celulose	-	100
Mecânico	33,3	66,7
Metalúrgico	44,4	50,0
Mat. Plástico	33,3	66,7
Calçados	33,3	66,7
Cerâmica	66,7	33,3
Móveis	80,0	20,0
Outros	42,9	46,4

O Fator de Carga e sua Relação com Outras Variáveis

No estudo, foi feita uma análise relacionando-se as medições efetuadas com algumas das informações levantadas através dos questionários. A importância dessa análise reside no fato de que, teoricamente, quanto menor o fator de carga maior a possibilidade de modulação.

A Figura 18 mostra a variação entre os fatores de carga medidos durante a pesquisa. As barras escuras dentro dos retângulos indicam a mediana dos valores encontrados. O segmento Têxtil é o que apresenta maior fator de carga, seguido pelo Papel & Celulose. A menor mediana do fator de carga foi encontrada nos segmentos Moveleiro, Calçadista e Metalúrgico. É importante observar as significativas variações encontradas para os segmentos Metalúrgico, Outros, Alimentício e Têxtil. As várias composições de cada segmento, segundo a faixa de demanda, e outras variáveis ajudam a explicar essas diferenças.

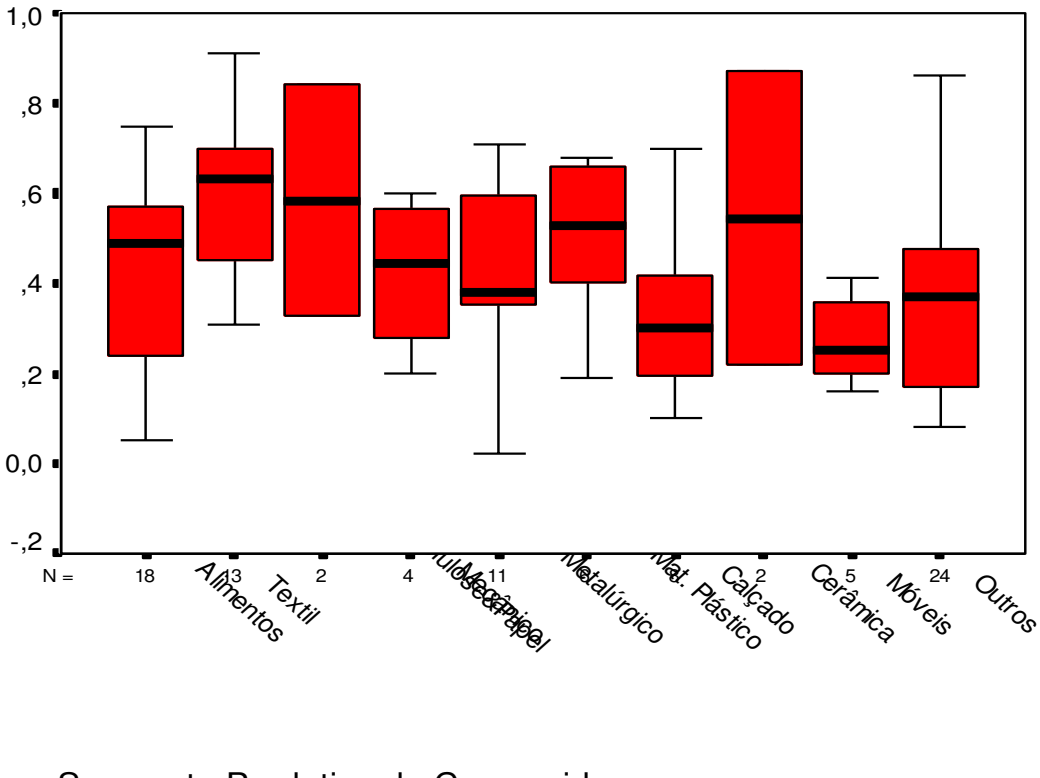

Figura 18: O fator de carga para cada segmento industrial

A comparação entre o fator de carga dos consumidores medidos e sua respectiva faixa de demanda mostra que existe pouca diferença nas três faixas iniciais (de 200 kW até 1.000kW). Entretanto, como é de se esperar, os consumidores com demanda superior a 1.000 kW possuem maior fator de carga (Figura 19), pois são aqueles com mais turnos e maior nível de automação. O tipo de segmento industrial, em relação à faixa de demanda, tem mais importância na variação observada no fator de carga dos consumidores.

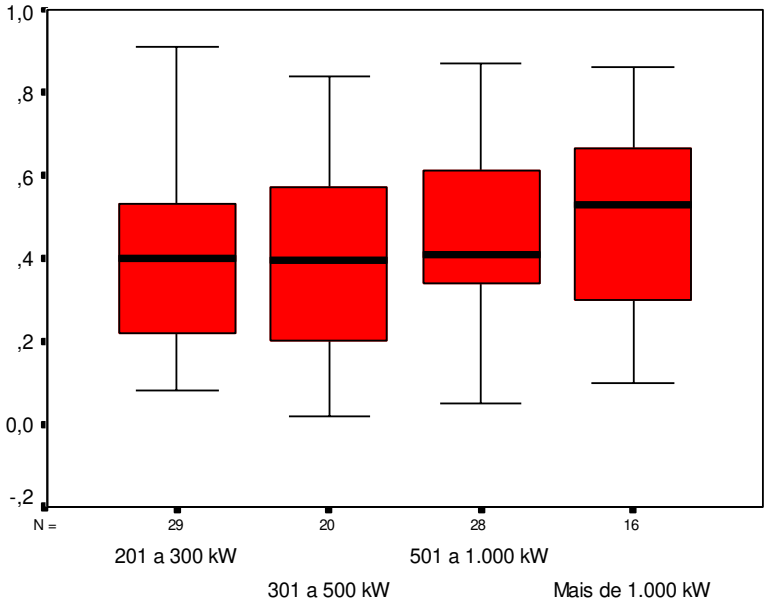

Figura 19: O fator de carga e as faixas de demanda

A Figura 20 mostra a relação entre o fator de carga medido do consumidor e sua declaração de turnos de operação, levantada pelo questionário. O resultado, como esperado, indica maior fator de carga daqueles consumidores com maior número de turnos. Existem alguns pontos chamados de "*outliers*", os quais foram identificados pela equipe de pesquisadores como consumidores com peculiaridades no seu sistema de medição elétrica.

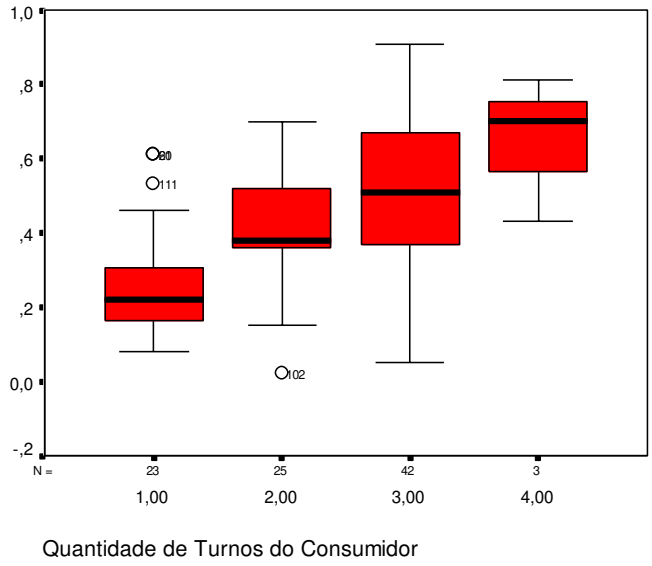

Figura 20: O fator de carga e turnos de operação

A Análise das Medições

Os dados medidos dos consumidores amostrados forneceram os parâmetros quantitativos que servem para relacioná-los com as entrevistas. Foram definidos alguns parâmetros para a análise, os quais são apresentados a seguir.

- Fator de Carga (FC): fator de carga calculado de todo período da memória de massa de cada medidor.

FC = VMT / VMax

FC – Fator de Carga;

VMT – Valor médio calculado considerando todo o período de medição;

VMax – Valor máximo ocorrido em todo período de medição.

- Relação da Demanda Máxima na Madrugada e a Demanda Máxima na Ponta: relaciona o valor máximo medido durante a madrugada (00h até às 6h) e o valor máximo medido durante o horário de ponta (18h até 21h de segunda a sexta).

RMP = VM / VP

RMP – Relação do valor máximo medido durante a madrugada e o valor máximo medido durante o horário ponta;

VM – Valor máximo medido durante a madrugada;

VP - Valor máximo medido durante o horário ponta.

- Demanda no Horário de Ponta e Fora de Ponta: valor máximo medido durante o horário de ponta (18h até 21h de segunda a sexta) e no horário fora de ponta.

D. Ponta – Valor máximo observado durante o horário de ponta;

D. F. Ponta – Valor máximo observado durante o horário fora de ponta.

Após os procedimentos citados anteriormente, foram relacionados os parâmetros calculados com base nos medidores com as UCs de cada consumidor. Com isso, puderam ser separados os consumidores entrevistados daqueles que possuíam apenas medição de memória de massa.

Cálculos de Parâmetros: Resultados

As Tabelas 18, 19 e 20 apresentam os resultados calculados para cada segmento.

Tabela 18: Média dos parâmetros separada por segmentos

Segmentos	F.C	RMP	D. Ponta [MW]	D. F. Ponta [MW]
Alimentos	0,428	0,806	956,42	1038,79
Têxtil	0,616	0,845	503,13	525,87
Celulose & Papel	0,625	0,835	779,00	811,25
Mecânico	0,412	0,670	790,80	411,00
Metalúrgico	0,440	0,610	591,10	684,50
Material Plástico	0,451	0,920	944,86	988,43
Outros	0,348	0,608	347,80	413,30

Tabela 19: Parâmetros separados por faixa de demanda e segmentos

Segmentos	Faixa de demanda [MW]	F.C	RMP	D. Ponta [MW]	D. F. Ponta [MW]
Alimentício	201 a 300	0,53	0,82	369,33	377,33
	301 a 500	0,24	0,84	405,00	399,00
	501 a 1000	0,22	0,61	554,75	408,50
	mais de 1000	0,41	0,87	1681,63	1913,38
Têxtil	201 a 300	0,54	0,73	181,40	180,80
	301 a 500	0,72	0,91	340,00	363,67
	501 a 1000	0,59	0,87	626,20	664,40
	mais de 1000	-	-	-	-
Celulose e Papel	201 a 300	-	-	-	-
	301 a 500	0,59	0,78	407,00	395,50
	501 a 1000	0,58	0,79	56,00	46,00
	mais de 1000	0,75	1,00	2246,00	2408,00
Mecânico	201 a 300	0,42	0,81	185,33	178,67
	301 a 500	0,20	0,12	2016,00	252,00
	501 a 1000	-	-	-	-
	mais de 1000	0,60	0,80	1382,00	1267,00
Metalúrgico	201 a 300	0,22	0,29	46,00	46,00
	301 a 500	0,37	0,40	713,00	761,00
	501 a 1000	0,53	0,78	638,60	744,60
	mais de 1000	0,41	0,57	623,00	777,00
Material Plástico	201 a 300	0,41	0,82	123,50	210,00
	301 a 500	0,30	0,98	918,50	976,00
	501 a 1000	0,53	0,94	561,00	593,50
	mais de 1000	0,68	0,97	3408,00	3360,00
Outros	201 a 300	0,22	0,41	44,36	120,09
	301 a 500	0,36	0,74	354,33	473,11
	501 a 1000	0,37	0,63	346,25	413,25
	mais de 1000	0,57	0,72	1085,40	1063,60

Tabela 20: Detalhamento do Segmento Outros

Segmentos (OUTROS)	Faixa [MW]	F.C	RMP	D. Ponta [MW]	D. F. Ponta [MW]
Calçadista	201 a 300	0,22	0,41	22,50	374,50
	301 a 500	0,30	0,81	618,00	1200,00
	501 a 1000	0,43	0,66	216,00	203,00
	mais de 1000	0,40	0,60	893,00	830,00
Cerâmica	201 a 300	0,22	0,19	41,00	51,00
	301 a 500	-	-	-	-
	501 a 1000	0,87	0,98	890,00	881,00
	mais de 1000	0,24	0,49	35,00	17,00
Móveis	201 a 300	0,16	0,19	116,00	39,00
	301 a 500	0,31	0,77	292,50	270,00
	501 a 1000	0,36	0,76	497,00	657,00
	mais de 1000	-	-	-	-
Outros	201 a 300	0,22	0,47	40,86	68,86
	301 a 500	0,40	0,70	273,60	263,60
	501 a 1000	0,31	0,57	283,56	357,56
	mais de 1000	0,73	0,84	1499,67	1490,33

Construção de Indicador de "Modulabilidade"

A partir dos resultados das informações coletadas através dos questionários e dos coeficientes Fator de Carga (FC) e Relação Madrugada-Ponta (RMP), calculados para cada consumidor, foi realizada uma análise fatorial[3] para definir indicadores para estabelecer uma ordenação entre os segmentos de consumidores que apresentaram melhores possibilidades de modulação.

Definiu-se um conjunto de características de "modulabilidade" mediante a escolha de um subconjunto das perguntas e informações medidas dos consumidores, que foram consideradas como as variáveis mais relevantes para a definição desse indicador:

- ✓ Fator de carga - FC (variável medida);
- ✓ Relação madrugada ponta - RMP (variável medida);
- ✓ Quantidade de turnos de produção (informação coletada através da questão Q2);
- ✓ Total de funcionários na empresa (informação coletada através da questão Q6);
- ✓ Existência de pulmões na empresa (informação coletada através da questão Q9);
- ✓ Grau de automação do processo (informação coletada através da questão Q10);
- ✓ Custo percentual de energia elétrica (informação coletada através da questão Q14);
- ✓ Adoção de medidas para controle de demanda (informação coletada através da questão Q17);
- ✓ Possibilidades de deslocamento da produção (informação coletada através da questão Q19).

Os valores omissos de algumas das variáveis fizeram com que a análise se limitasse ao conjunto dos 93 entrevistados que apresentaram valores declarados para as 9 variáveis. A seguir,

[3] BARTHOLOMEW et. al., 2002.

apresentam-se os cálculos dos coeficientes de correlação entre todos os 36 pares de variáveis, considerando não nulos aqueles que apresentam significância simultânea da ordem de 5% e individual de 5%/36≈0,1%. A Tabela 21 exibe todos os pares de correlações, ressaltando as de maior valor absoluto, que parecem corresponder a correlações reais não nulas. Todas elas são positivas, exceto a correlação entre Q6 e Q17, explicável pela codificação de Q17.

Tabela 21: Coeficientes de correlação entre as 10 variáveis de "modulabilidade"

	Fator de Carga	RMP	Quant. de Turnos	Total de Func.	Pulmões	Grau de Aut.	Custo de Elet.	Cont. de Dem.	Desloc.
Fator de Carga	1,000	,617	,491	,165	,168	,253	-,042	-,029	,110
Relação Madrugada Ponta	,617	1,000	,490	,076	,280	,181	-,006	-,109	,067
Quantidade de Turnos do Consumidor	,491	,490	1,000	,322	,120	,100	,109	-,227	,211
Total de Funcionários da Empresa	,165	,076	,322	1,000	-,122	,069	-,021	-,271	-,016
Armazenagens Intermediárias (Pulmões) do Processo	,168	,280	,120	-,122	1,000	,130	-,072	,051	,212
Grau de Automação do Processo	,253	,181	,100	,069	,130	1,000	,099	-,051	,001
Porcentagem da Energia Elétrica no Custo de Produção	-,042	-,006	,109	-,021	-,072	,099	1,000	,110	,134
Já Adotou medidas para Controle de Demanda	-,029	-,109	-,227	-,271	,051	-,051	,110	1,000	-,044
É Possível Deslocar a Produção	,110	,067	,211	-,016	,212	,001	,134	-,044	1,000

Nota: Coeficientes de correlação entre os pares de variáveis observáveis que expressam a capacidade de modulação, utilizando as 93 entrevistas dos 127 consumidores válidos sem valores omissos em nenhuma das 9 variáveis. (Valores estatisticamente significativos com alfa = 5% figuram assinalados)

A técnica da análise fatorial aplicada detecta quatro fatores latentes que "explicam" a matriz completa de correlações entre as nove variáveis. O Fator 1 (chamado de intensidade tecnológica) é responsável por 24% da variabilidade total da matriz de dados de 93 entrevistas válidas, o Fator 2 (um tipo de balanço de oportunidades e desafios) por 16%, o Fator 3 (balanço de medidas corretivas) por 14%, e o Fator 4 (residual) por 12%. Esses fatores representam conjuntos diferentes das variáveis da tabela acima e explicam a variabilidade encontrada entre os consumidores.

Dessa forma, o Fator 1 foi considerado para a hierarquização da capacidade de modulação dos consumidores. A relação obtida indica que os menores valores do Fator 1 estão associados à maior capacidade de modulação do segmento considerado. Os resultados estão apresentados nas Tabelas 22 a 33.

Foram realizadas análises fatoriais para os segmentos de consumidores - para cada faixa de consumo e para o conjunto consumidor-faixa de consumo. Para o objetivo de escolha de segmentos mais interessantes para aplicação de tarifa horosazonal, as análises se concentraram nos resultados para a média de cada segmento e para sua faixa de consumo.

O segmento considerado como "outros" foi o que demonstrou maior capacidade de modulação, conforme mostra a Tabela 22, fator este consistente com as demais informações obtidas e apresentadas em outras seções do trabalho. Esses resultados motivaram um maior detalhamento e necessidade de desagregação desses consumidores, o que será apresentado posteriormente. A indústria Mecânica (2ª), seguida pela Metalúrgica (3ª) e de Alimentos (4ª) são as demais candidatas para a seleção de acordo com sua capacidade de modulação.

A análise dos segmentos industriais considerados, realizada para cada faixa de demanda, mostra de maneira geral que os menores clientes são aqueles que possuem maior capacidade de modulação, conforme apresentado na sequência das Tabelas 24 a 33. A indústria de alimentos sai um pouco desse padrão, apresentando maior capacidade de modulação entre os consumidores com demanda maior de 500 kW.

Tabela 22: Capacidade de modulação por segmentos de consumo

SEGMENTO	HIERARQUIA FORNECIDA PELA	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE

	ANÁLISE FATORIAL	FATORIAL)
Móveis	1	-0,792
Calçados	2	-0,480
Outros	3	-0,350
Mecânica	4	-0,271
Metalúrgica	5	-0,082
Cerâmica	6	0,134
Alimentos	7	0,207
Celulose & Papel	8	0,397
Mat. Plástico	9	0,554
Têxtil	10	0,774

Tabela 23: Total dos Segmentos por Faixas de Demanda

TOTAL	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
201-300 kW	1	-0,436
301-500 kW	2	0,138
501-1000 kW	3	0,181
Mais 1.000 kW	4	0,300

Tabela 24: Capacidade de modulação por faixas de demanda para Alimentos

ALIMENTOS	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
501-1.000 kW	1	0
Mais de 1.000 kW	2	0,242
201-300 kW	3	0,262
301-500 kW	4	0,474

Tabela 25: Capacidade de modulação por faixas de demanda para Têxtil

TEXTIL	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
201-300 kW	1	0,442
501-1000 kW	2	0,770
301-500 kW	3	1,336
Mais 1.000 kW (*)	-	-

(*) Nota: devido à falta de informação em algumas das variáveis consideradas para certos clientes entrevistados, a análise fatorial desconsidera a observação, o que pode levar a não haver nenhuma observação para a referida faixa de demanda.

Tabela 26: Capacidade de modulação por faixas de demanda para Celulose & Papel

CELULOSE & PAPEL	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
201-300 kW	-	-
301-500 kW	1	0,397
501-1000 kW	-	-
Mais 1.000 kW	-	-

Nota: Vide Tabela 27.

Tabela 27: Capacidade de modulação por faixas de demanda para Mecânica

MECÂNICA	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
501-1000 kW	-	-
301-500 kW	1	-1,069
201-300 kW	2	-0,415
Mais 1.000 kW	3	0,814

Nota: Vide Tabela 27.

Tabela 28: Capacidade de modulação por faixas de demanda para Metalúrgica

METALÚRGICA	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
201-300 kW	1	-1,943
301-500 kW	2	-0,523
Mais 1.000 kW	3	-0,315
501-1000 kW	4	0,606

Tabela 29: Capacidade de modulação por faixas de demanda para Materiais Plásticos

MAT. PLÁSTICO	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
201-300 kW	1	-0,242
301-500 kW	2	0,801
501-1000 kW	3	1,000
Mais 1.000 kW	4	1,010

Tabela 30: Capacidade de modulação por faixas de demanda para Calçados

CALÇADOS	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
201-300 kW	1	-0750
Mais 1.000 kW	2	-0,424
501-1000 kW	3	0,157
301-500 kW	4	0,441

Tabela 31: Capacidade de modulação por faixas de demanda para Cerâmica

CERÂMICA	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
301-500 kW	-	-
Mais 1.000 kW	-	-
201-300 kW	1	-1,284
501-1000 kW	2	1,553

Tabela 32: Capacidade de modulação por faixas de demanda para Móveis

MÓVEIS	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
201-300 kW	1	-1,592
501-1000 kW	2	-0,465
301-500 kW	3	-0,155
Mais 1.000 kW	-	-

Tabela 33: Capacidade de modulação por faixas de demanda para Outros

OUTROS	HIERARQUIA FORNECIDA PELA ANÁLISE FATORIAL	PONTUAÇÃO MÉDIA FATOR 1 (ANÁLISE FATORIAL)
201-300 kW	1	-0,920
501-1000 kW	2	0,087
301-500 kW	3	-0,561
Mais 1.000 kW	4	0,884

APÊNDICE F – Resultados da Pesquisa de Campo II

O SEGMENTO DE MÓVEIS

No total, foram entrevistadas 16 empresas do setor moveleiro, de portes variados, com uma grande diversidade de faixas de consumo de energia elétrica. A Figura 21 apresenta o perfil da variação da demanda média registrada no ano de 2004. Nesta pode-se observar que grande parte das empresas apresenta uma demanda muito próxima do valor médio de 342 kW, sendo que a menor demanda média registrada foi a da empresa 4, com 189 kW, e a maior a da empresa 11, com 1.693 kW.

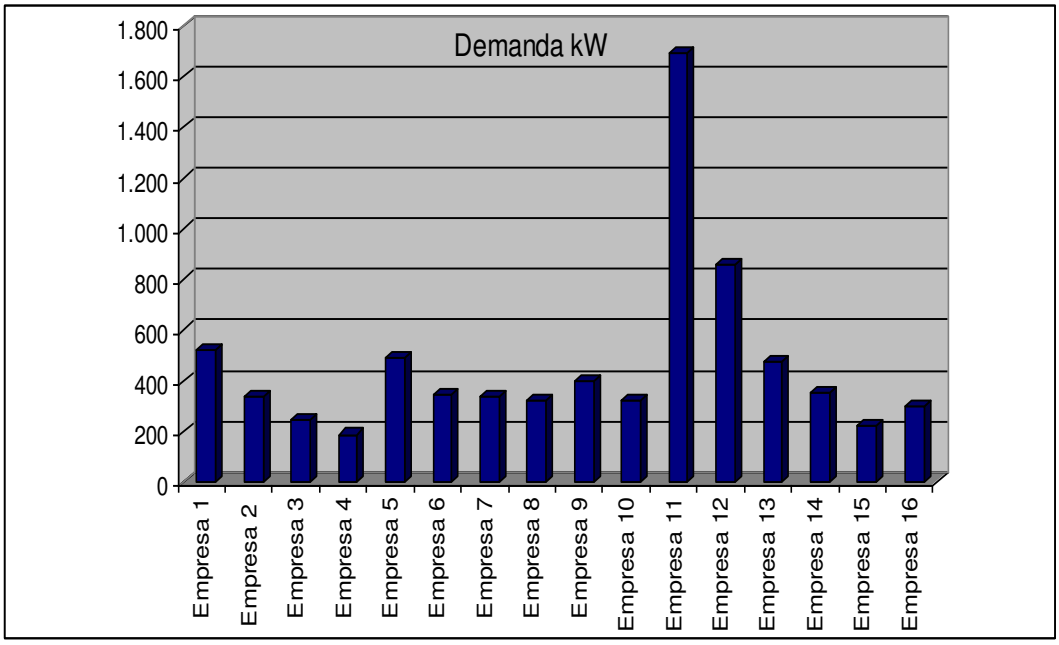

Figura 21: Demanda Média Anual (kW)

As Figuras 22 e 23 apresentam o perfil do consumo médio mensal das 16 empresas em horário fora de ponta (FPt) e de ponta (Pt), respectivamente. É interessante observar que todas elas apresentam uma grande relação entre o consumo de ponta e o fora de ponta, chegando a ser de 115 vezes (empresa 6). O que se conclui, com isso, é que as empresas moveleiras, em geral, não trabalham em horário de ponta, fato este constatado na pesquisa de campo.

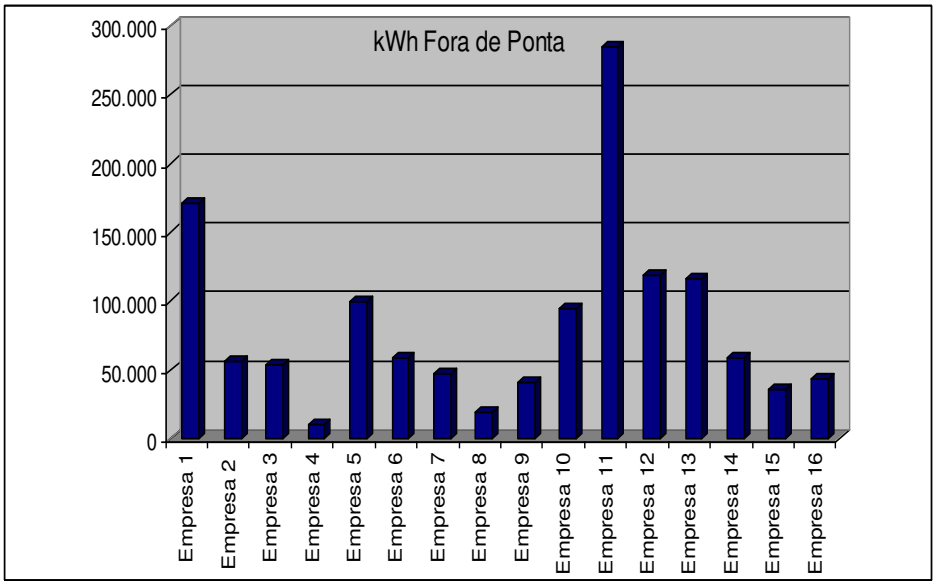

Figura 22: Consumo Fora de Ponta (kWh)

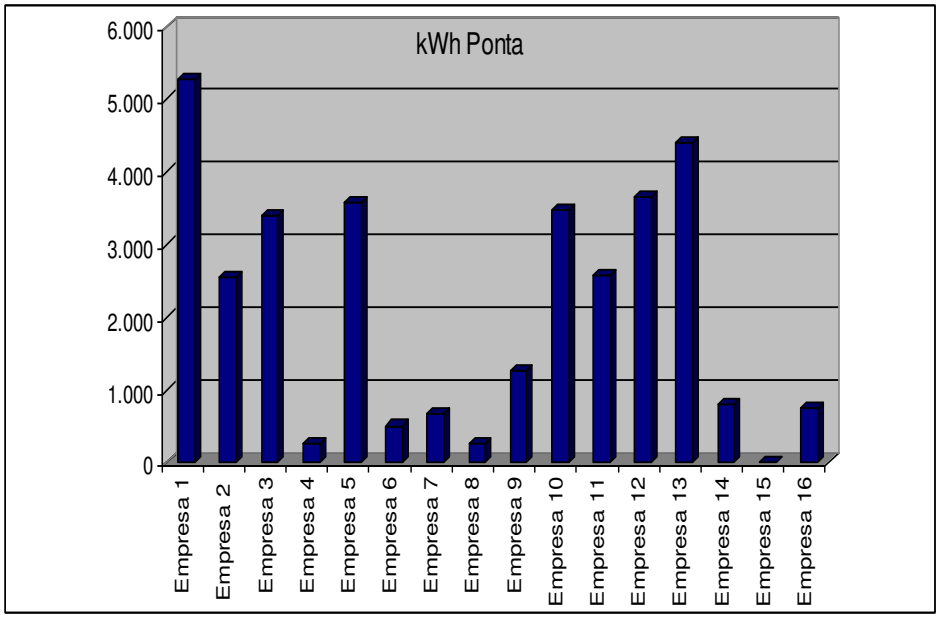

Figura 23: Consumo de Ponta (kWh)

A seguir, são apresentados alguns dados relativos ao volume de produção das empresas. A partir dessas informações, foram determinados alguns índices relativos à produção e ao consumo de energia elétrica.

Das 16 empresas do setor moveleiro entrevistadas, uma foi descartada por não se enquadrar exatamente no perfil desejado de fabricante de móveis de madeira, mas sim, ser uma empresa de injetados de plástico.

A Tabela 34 apresenta o volume de produção de cada uma das empresas.

Tabela 34 – Produção Mensal

EMPRESAS	PRODUÇAO MÉDIA MENSAL
Empresa 1	19.333
Empresa 2	1.500
Empresa 3	13.049
Empresa 4	8.000
Empresa 5	X
Empresa 6	14.000
Empresa 7	14.000
Empresa 8	14.000
Empresa 9	15.000
Empresa 10	21.600
Empresa 11	20.000
Empresa 12	16.475
Empresa 13	9.916
Empresa 14	10.000
Empresa 15	5.933
Empresa 16	5.343

OBS: X - Não informado

A partir daí, o volume mensal de produção de cada empresa foi comparado com seu consumo médio mensal de energia elétrica por meio da elaboração de índices que possibilitaram a comparação do consumo em kWh por produção média mensal. A Tabela 35 apresenta o consumo médio mensal de energia elétrica e este consumo em relação às unidades produzidas.

Tabela 35: kWh médio mensal e por unidade produzida

EMPRESAS	kWh MEDIO MENSAL	kWh POR PEÇA
Empresa 1	176.673,58	9,138
Empresa 2	58.600,33	39,067
Empresa 3	57.212,00	4,384
Empresa 4	11.235,50	1,404
Empresa 5	103.579,75	X
Empresa 6	58.966,25	4,212
Empresa 7	48.041,08	3,432
Empresa 8	19.371,58	1,384
Empresa 9	42.582,00	2,839
Empresa 10	97.886,00	4,532
Empresa 11	286.553,25	14,328
Empresa 12	122.441,50	7,432
Empresa 13	120.917,42	12,194
Empresa 14	59.466,08	5,947
Empresa 15	35.998,00	6,067
Empresa 16	44.158,67	8,265

OBS: X - Não informado

Pelos dados da Tabela 35, constata-se que a variação do valor médio de consumo por unidade produzida é muito grande. Em média, consome-se 6,067 kWh por peça, e o desvio em relação a esta média é alto, indo de 1,384 a 39,067 kWh/peça.

Esta grande faixa de variação pode ser explicada por alguns fatores, dentre eles, a variação do modelo de móvel produzido, que vai de um simples banco até um grande guarda-roupa. Além disso, devem ser analisados o processo, os equipamentos, o nível de automação e outros.

Essa característica da indústria moveleira aponta para um fator importante para a implantação de uma tarifa diferenciada no segmento: a necessidade de se verificar caso a caso, em conjunto com os outros custos de produção e mão-de-obra.

A título de comparação, na Figura 24, é possível visualizar as grandes diferenças existentes entre os diferentes processos com relação à produção média mensal e o consumo médio mensal de energia elétrica.

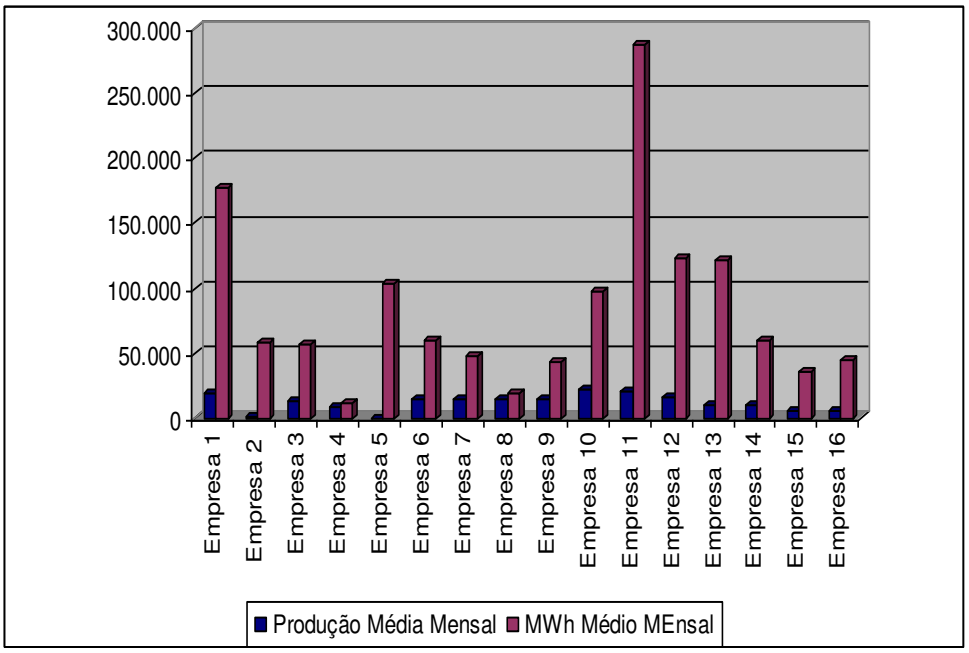

Figura 24: Produção e kWh médios mensais da indústria moveleira

A seguir, são apresentados alguns dados relativos ao custo médio mensal de produção das empresas, procurando assim levantar índices econômicos relativos à produção e seus custos.

Tabela 36 – Custo médio mensal por unidade produzida

EMPRESAS	CUSTO MÉDIO POR PEÇA
Empresa 1	R$ 21,00
Empresa 2	R$ 350,00
Empresa 3	R$ 85,00
Empresa 4	R$ 45,00
Empresa 5	X
Empresa 6	R$ 105,00
Empresa 7	R$ 35,00
Empresa 8	R$ 65,00
Empresa 9	R$ 150,00
Empresa 10	R$ 98,00
Empresa 11	X
Empresa 12	R$ 83,00
Empresa 13	R$ 101,00
Empresa 14	R$ 100,00
Empresa 15	R$ 40,00
Empresa 16	R$ 68,00

OBS: X - Não informado

Pelas informações da tabela acima, constata-se que a variação do custo de produção por unidade produzida é muito grande, variando de R$21/unidade a R$350/unidade. Em média, o custo unitário encontra-se em R$84,18/unidade, com um desvio padrão de R$80,81/unidade. Novamente, esta grande faixa de variação pode ser explicada, sobretudo, pelas grandes diferenças de modelo de móveis produzidos, além de outros fatores, como os anteriormente explanados.

Em seguida, é verificada a relação entre a folha de pagamento da empresa e o seu custo total de produção. Essa é uma das mais importantes relações a ser analisada, pois alterar o horário de produção (para o período noturno, por exemplo) pode implicar em acréscimos substanciais da folha de pagamento que, normalmente, são da ordem de 20%. Contudo, há casos de acordos sindicais, como na região de São José do Rio Preto, que chegam a 25% de acréscimo em função do adicional noturno.

Na Tabela 37, é possível observar que a proporção da folha de pagamento em relação ao custo total de produção varia de 8% a 25%, com média de 12,5% e desvio padrão de 5,2%. Pode-se considerar que esta é uma variação considerável, sobretudo, levando-se em conta que são processos muito semelhantes e, portanto, deveriam ocupar, proporcionalmente, o mesmo número de funcionários.

Uma tentativa de justificar esta disparidade pode estar no cruzamento entre este índice com o nível de automação empregado na empresa, verificando sua correlação. Isso se deve pela suposição de que quanto maior o nível de automatização do processo, menor será a intensidade de mão-de-obra e, por conseguinte, menor a proporção da folha de pagamento em relação aos custos de produção.

Porém, nesta fase da pesquisa, não se verificou a proporção do nível de automação de cada empresa. Esta questão ficou limitada à pergunta 8, que indagou sobre a possibilidade de aumento do nível de automatização na empresa. Dessa forma, não foi possível correlacionar estas duas informações. Entretanto, na tentativa de esclarecer um pouco melhor esta dúvida, realizou-se uma comparação (Tabela 38) entre as respostas obtidas com a questão 8 e as proporções apresentadas na Tabela 37.

Comparando-se esses dados - proporção da folha de pagamento em relação ao custo de produção e empresas que se julgam suficientemente automatizadas, constatou-se que as três empresas que responderam "não" a esta questão estão entre as que apresentam menor proporção folha de pagamento e custo de produção. Isso é uma indicação de que realmente a variação apresentada na tabela abaixo se relaciona com o nível de automação da empresa.

Tabela 37 – Quanto representa a folha de pagamento no custo de produção (%)

EMPRESAS	% DA FOLHA DE PAGAMENTO NO CUSTO DE PRODUÇÃO
Empresa 1	20,00%
Empresa 2	25,00%
Empresa 3	20,00%
Empresa 4	15,00%
Empresa 5	X
Empresa 6	11,00%
Empresa 7	9,00%
Empresa 8	8,00%
Empresa 9	8,00%
Empresa 10	9,00%
Empresa 11	12,00%
Empresa 12	13,00%
Empresa 13	11,42%
Empresa 14	X
Empresa 15	14,00%
Empresa 16	15,00%

OBS: X - Não informado

Tabela 38 – Comparação entre a proporção da folha de pagamento em relação ao custo de produção e empresas que se julgam suficientemente automatizadas

EMPRESAS	POSSIBILIDADE DE AUMENTO DO AUTOMATISMO	% DA FOLHA DE PAGAMENTO NO CUSTO DE PRODUÇÃO
Empresa 1	SIM	20,00%
Empresa 2	SIM	25,00%
Empresa 3	SIM	20,00%
Empresa 4	SIM	15,00%
Empresa 5	SIM	X
Empresa 6	SIM	11,00%
Empresa 7	NÃO	9,00%
Empresa 8	SIM	8,00%
Empresa 9	NÃO	8,00%
Empresa 10	SIM	9,00%
Empresa 11	SIM	12,00%
Empresa 12	NÃO	13,00%
Empresa 13	SIM	11,42%
Empresa 14	SIM	X
Empresa 15	SIM	14,00%
Empresa 16	SIM	15,00%

O que parece, em uma primeira análise, é que a introdução de uma tarifa diferenciada, com seu preço reduzido em horários de menor utilização do sistema, deverá ser bem dificultada, quando vista sob a ótica econômica.

De acordo com os dados apresentados na Tabela 39, a folha de pagamento chega a corresponder a 15 vezes o custo da energia elétrica. Dessa forma, se o acréscimo para o trabalho noturno é superior a 20%, nestas condições, nem que a energia elétrica fosse oferecida gratuitamente, compensaria ao empresário aderir a este tipo de tarifação.

Porém, esta análise não pode se basear somente nessa informação. Para se concluir a respeito, é necessária a realização de um estudo mais aprofundado do processo, verificando-se os custos individualmente para cada etapa, o que foi realizado na terceira fase da pesquisa.

Tabela 39: Valor da folha de pagamento, valor médio anual da eletricidade e a relação entre a folha de pagamento e o custo da eletricidade

EMPRESAS	VALOR (R$) DA FOLHA DE PAGAMENTO	VALOR (R$) MÉDIO PAGO PELA ENENERGIA ELÉTRICA	RELAÇÃO ENTRE FOLHA DE PAGAMENTO E CUSTO DA ELETRICIDADE
Empresa 1	R$ 81.198,60	R$ 37.099,00	2,19
Empresa 2	R$ 131.250,00	R$ 15.048,00	8,72
Empresa 3	R$ 221.833,00	R$ 14.685,00	15,11
Empresa 4	R$ 54.000,00	R$ 3.608,00	14,97
Empresa 5	X	R$ 23.971,00	X
Empresa 6	R$ 161.700,00	R$ 13.067,00	12,37
Empresa 7	R$ 44.100,00	R$ 11.673,00	3,78
Empresa 8	R$ 72.800,00	R$ 7.080,00	10,28
Empresa 9	R$ 180.000,00	R$ 12.047,00	14,94
Empresa 10	R$ 190.512,00	R$ 21.636,00	8,81
Empresa 11	X	R$ 62.358,00	X
Empresa 12	R$ 177.765,25	R$ 33.341,00	5,33
Empresa 13	R$ 114.373,13	R$ 27.598,00	4,14
Empresa 14	X	R$ 13.525,00	X
Empresa 15	R$ 33.224,80	R$ 12.148,00	2,74
Empresa 16	R$ 54.498,60	R$ 10.786,00	5,05

Obs: X Não informado

A partir da Tabela 40, verifica-se que, das 16 empresas entrevistadas, 13 responderam que podem aumentar o seu nível de automação e não fazem isso devido à necessidade de grandes investimentos.

Tabela 40: Possibilidades de Incremento de Automação na Empresa

PODE AUMENTAR O NIVEL DE AUTOMAÇÃO	NUMERO DE RESPOSTAS
Sim	13
Não	3
Justificativas pra não aumentar o nível de automação	
Investimento inicial muito elevado	
Sim	12
Não	4
Total	16
Retorno do investimento inviável	
Sim	2
Não	14
Total	16
Já está investindo	
Não	16

As indústrias de móveis, em geral, possuem os processos bastante semelhantes entre si, seguindo um mesmo tipo de layout - inicia-se pelo corte, seguido da usinagem, acabamento e pintura. Cada uma dessas etapas é considerada uma célula de produção (Tabela 41).

Na Tabela 42, constata-se que as empresas entrevistadas possuem, na sua maioria, esta visão de seu layout de produção, principalmente, quanto se verifica que 75% delas fazem estoque intermediário durante o processo de fabricação.

Nesse sentido, sob o aspecto técnico, esse tipo de processo é um dos melhores para a realização de modulação de carga. Esta opinião é compartilhada pelas empresas pesquisadas, pois nove das 16 entrevistadas consideram que, tecnicamente, é possível a introdução de uma tarifa especial no setor moveleiro (Tabela 43).

Tabela 41: Tipo de Processo de Produção

TIPO DE PROCESSO	OCORRÊNCIAS	PORCENTAGEM
Contínuo	2	12,50%
Célula de Produção	9	56,30%
Misto	5	31,30%

Tabela 42: Existência de Estoques Intermediários

EXISTÊNCIA DE ESTOQUE INTERMEDIÁRIO	OCORRÊNCIAS	PORCENTAGEM
Sim	12	75
Não	4	25

Tabela 43: Possibilidades de Introduzir Tarifa Especial

POSSIBILIDADE DE INTRODUZIR TARIFA ESPECIAL	OCORRÊNCIAS	PORCENTAGEM
Sim	9	56,3
Não	7	43,8

Sob o ponto de vista do aumento do consumo de energia elétrica para a realização da modulação de carga, somente 12,5% dos entrevistados responderam que isso poderia ocorrer. De

fato, se o deslocamento for realizado para o horário noturno, o que é esperado que aconteça, deverá haver aumentos do consumo de energia elétrica, principalmente para o uso em iluminação. O fato de 87,5% acharem que isso não deverá ocorrer pode estar ligado ao uso de iluminação em qualquer horário de produção.

Tabela 44 – Aumento do Consumo para Realizar Modulação de Carga

AUMENTO DO CONSUMO PARA REALIZAR MODULAÇÃO	OCORRÊNCIAS	PORCENTAGEM
Sim	2	12,5
Não	14	87,5

A verificação das hipóteses acima indicadas só pôde ser feita com a realização da terceira etapa de pesquisa prevista neste trabalho, que envolveu o conhecimento mais detalhado do processo de fabricação.

O SEGMENTO DE CALÇADOS

No total foram entrevistadas 18 empresas do setor calçadista, sendo que 14 fabricam pares de calçados e quatro são fábricas de solado e placas de E.V.A. (etil vinil acetato). Na validação dos dados coletados para as empresas de calçados, nove questionários foram considerados válidos.

As empresas possuem grande diversidade de faixas de demanda de energia elétrica. A Figura 25 apresenta o perfil de variação da demanda média registrada no ano de 2004. Pode-se observar que grande parte das empresas está na faixa de demanda de 200 a 300 kW, sendo que a menor demanda média registrada foi a da empresa 1, com 210 kW, e a maior foi a da empresa 9, com 1.157 kW.

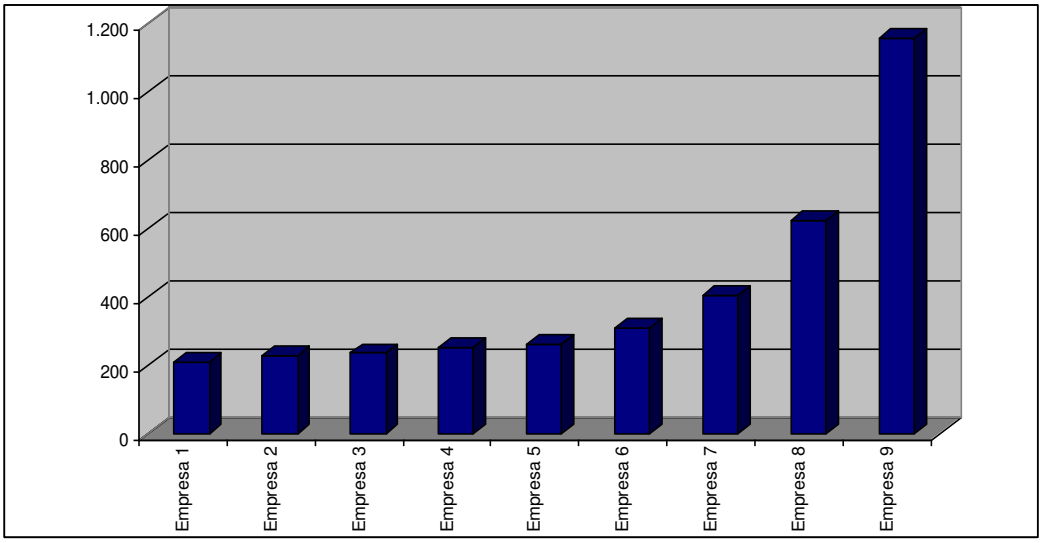

Figura 25 – Demanda Anual (kW)

As Figuras 26 e 27 apresentam o perfil do consumo médio mensal em horário fora de ponta (FPt) e de ponta (Pt), respectivamente, para as 9 empresas. É interessante observar que todas elas apresentam uma grande relação entre o consumo de ponta e fora de ponta, chegando a ser de 72 vezes (empresa 1). O que se conclui com isso é que as empresas calçadistas, em geral, não trabalham em horário de ponta, fato este constatado na pesquisa de campo.

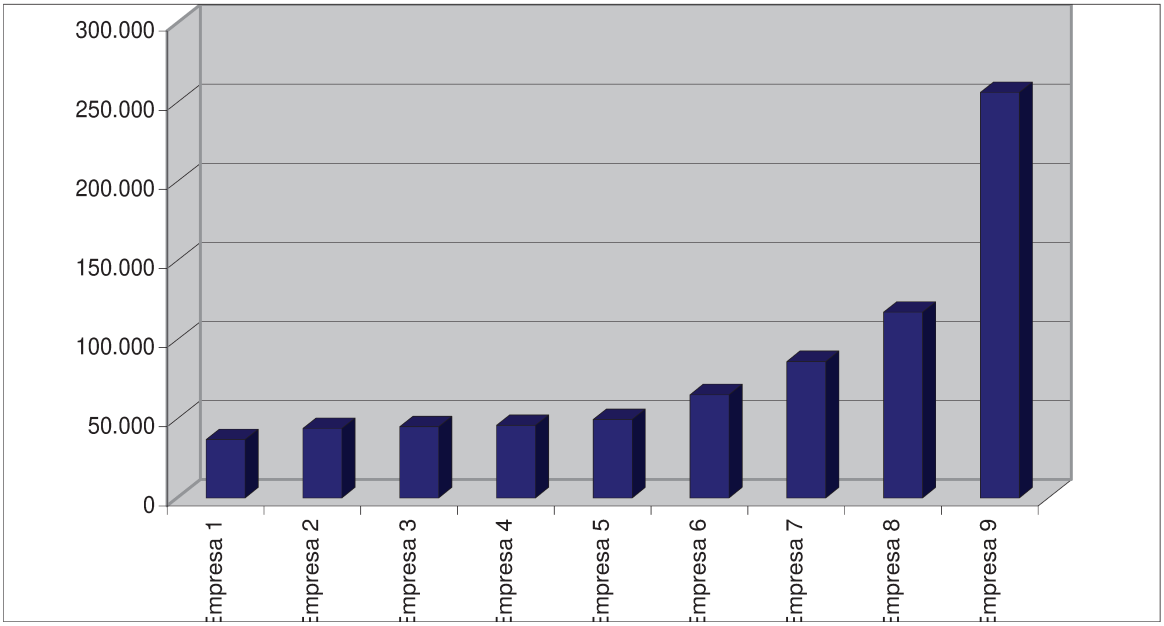

Figura 26 – Consumo Fora de Ponta (kWh)

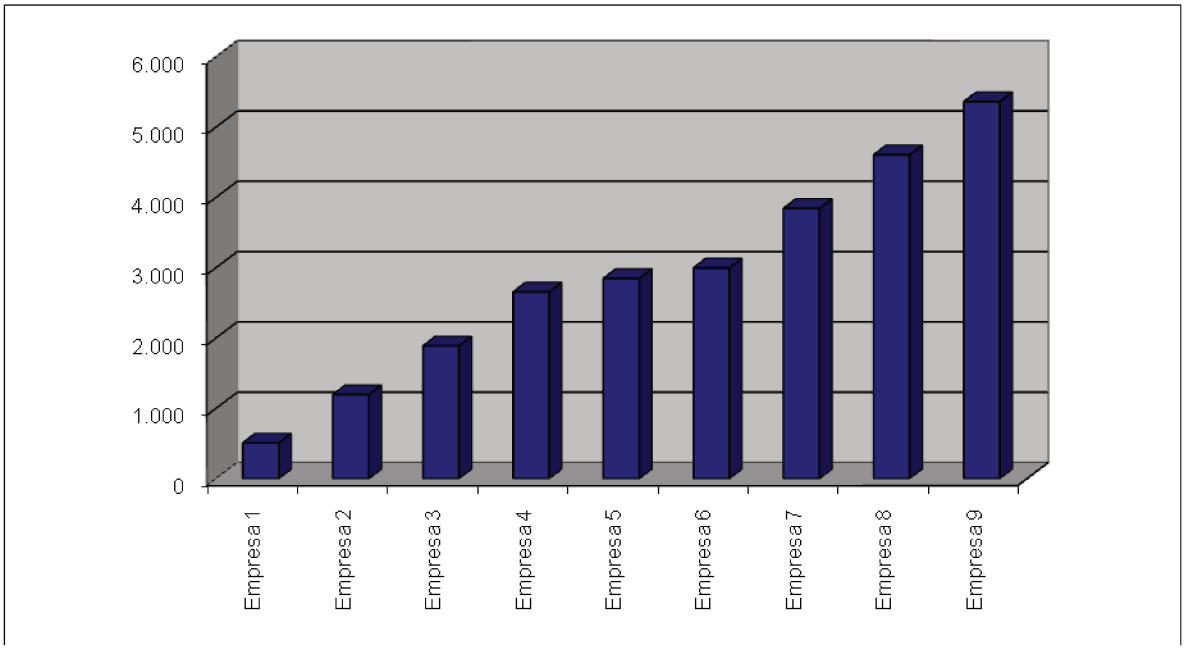

Figura 27 – Consumo de Ponta (kWh)

A seguir, são apresentados alguns dados relativos ao volume de produção das empresas. A partir destes, determinam-se alguns índices relativos à produção e ao consumo de energia elétrica. A Tabela 45 apresenta o volume médio de produção de cada uma das empresas.

Tabela 45 – Produção Média Mensal

	Produção
Empresa 1	15000
Empresa 2	25000
Empresa 3	26000
Empresa 4	38000
Empresa 5	60000
Empresa 6	68000
Empresa 7	80000
Empresa 8	95000
Empresa 9	120000

O volume mensal de produção de cada empresa foi comparado com seu consumo médio mensal de energia elétrica por meio da elaboração de índices que possibilitem a comparação do consumo em kWh por produção média mensal. Na Tabela 46, apresentam-se o consumo médio mensal de energia elétrica e este consumo em relação às unidades produzidas.

Tabela 46 - kWh médio mensal e por par de calçado produzido

	kWh por par
Empresa 1	0,71
Empresa 2	0,87
Empresa 3	1,12
Empresa 4	1,22
Empresa 5	1,49
Empresa 6	1,80
Empresa 7	1,99
Empresa 8	2,18
Empresa 9	2,96

A partir da Tabela 46, constata-se que o valor médio de consumo por unidade produzida é de 1,59 kWh por par. O limite inferior e superior em relação a esta média é amplo, indo de 0,71 a 2,96 kWh/par. Esta faixa de variação pode ser explicada por alguns fatores, como os vários tipos e modelos de calçados produzidos, que vão desde um simples sapato até botas sofisticadas. Além disto, devem ser analisados o processo, os equipamentos, o nível de automação e outros.

Esta característica da indústria calçadista aponta para um fator importante na implantação de uma tarifa diferenciada no segmento: a necessidade de se verificar caso a caso, em conjunto com os outros custos de produção e mão-de-obra.

A título de comparação, na Figura 28, é possível visualizar as diferenças existentes entre os diversos processos em relação à produção média mensal e o consumo médio mensal de energia elétrica.

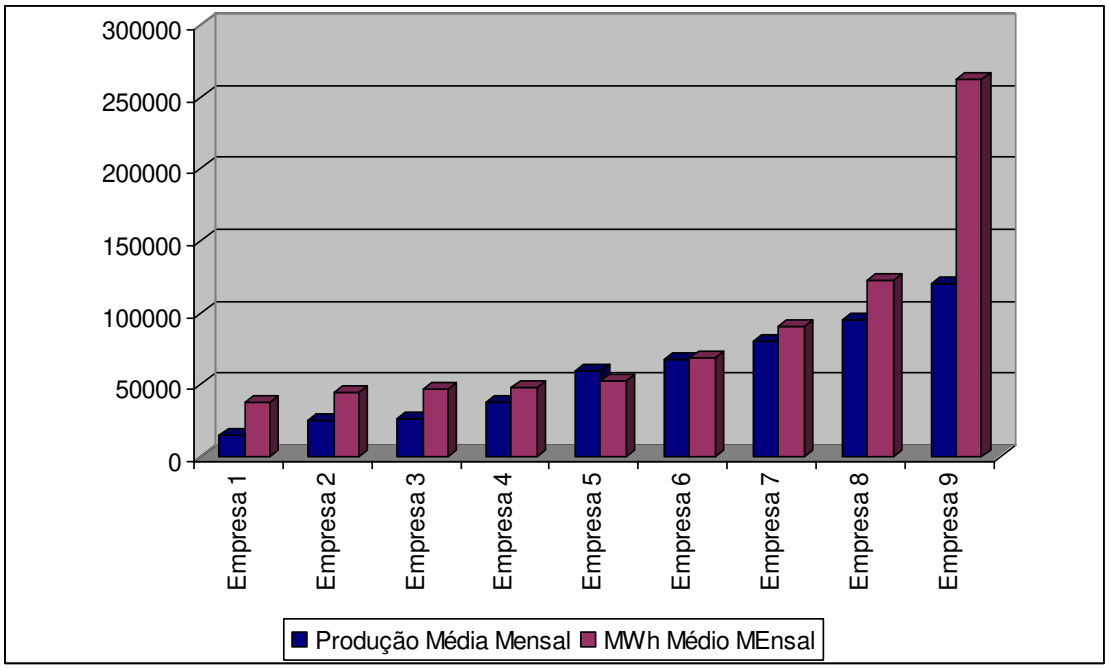

Figura 28 – Produção e kWh médios mensal da indústria moveleira

A seguir, são apresentados alguns dados relativos ao custo médio mensal de produção das empresas, procurando-se assim levantar índices econômicos relativos à produção e seus custos.

Tabela 47: Custo médio mensal por unidade produzida

Empresas	Custo Médio por par
Empresa 1	R$ 20,00
Empresa 2	R$ 26,00
Empresa 3	R$ 33,00
Empresa 4	R$ 35,00
Empresa 5	R$ 36,00
Empresa 6	R$ 42,00
Empresa 7	R$ 50,00
Empresa 8	R$ 50,00
Empresa 9	R$ 60,00

Pelos dados da tabela acima, verifica-se que a variação do custo de produção por unidade produzida é grande, variando de R$20/par a R$60/par. Em média, o custo unitário encontra-se em R$39,11/par. Novamente, esta grande faixa de variação pode ser explicada, sobretudo, pelos diversos tipos de calçados produzidos, além de outros fatores, como os anteriormente explanados.

Em seguida, averigua-se a relação entre a folha de pagamento da empresa e seu custo total de produção. Esta é uma das mais importantes relações a ser analisada, pois alterar o horário de produção (deslocando-o para o período noturno, por exemplo) implica em acréscimos substanciais da folha de pagamento que, normalmente, são da ordem de 20% em função do adicional noturno.

Observa-se na Tabela 48 que a proporção da folha de pagamento em relação ao custo total de produção varia de 15% a 35%, com média de 22%. Pode-se considerar que esta é uma variação considerável, principalmente, levando-se em conta a existência de uma grande variação no custo da matéria-prima.

Uma tentativa de justificar esta disparidade pode estar no cruzamento entre este índice com o nível de automação empregado na empresa, verificando sua correlação. Supõe-se que quanto maior o nível de automatização do processo, menor será a intensidade de mão-de-obra e, consequentemente, menor a proporção da folha de pagamento em relação aos custos de produção.

Porém, nesta fase dos trabalhos, não se verificou a proporção do nível de automação de cada empresa. Esta questão ficou limitada à pergunta 8, que indagou sobre a possibilidade do aumento do nível de automatização na empresa. Assim, não foi possível correlacionar estas duas informações. Contudo, na tentativa de esclarecer um pouco melhor esta dúvida, realizou-se uma comparação (Tabela 49) entre as respostas obtidas com a questão 8 e as proporções apresentadas na Tabela 48.

Comparando-se esses dados - proporção da folha de pagamento em relação ao custo de produção e empresas que se julgam suficientemente automatizadas, constatou-se que não há relação entre as empresas que gastam menos com mão-de-obra e aquelas que apontam a possibilidade de aumentar o nível de automação. Isso é uma indicação de que o segmento calçadista utiliza ainda um processo extremamente manual, e a percepção de automatizá-lo ainda não se faz presente na empresas pesquisadas.

Tabela 48: Quanto representa a folha de pagamento no custo de produção (%)

Empresas	% da Folha de Pagamento no Custo de Produção
Empresa 1	15,00%
Empresa 2	15,00%
Empresa 3	19,00%
Empresa 4	19,00%
Empresa 5	20,00%
Empresa 6	20,00%
Empresa 7	25,00%
Empresa 8	30,00%
Empresa 9	35,00%

Tabela 49: Comparação entre a proporção da folha de pagamento em relação ao custo de produção e empresas que se julgam suficientemente automatizadas

Empresas	Possibilidade de Aumento de Automação	% da Folha de Pagamento no Custo de Produção
Empresa 1	Sim	15
Empresa 2	Não	15
Empresa 3	Sim	25
Empresa 4	Não	35
Empresa 5	Não	20
Empresa 6	Não	20
Empresa 7	Sim	25
Empresa 8	Sim	30
Empresa 9	Sim	19

O que parece, em uma primeira análise, é que a introdução de uma tarifa diferenciada, com seu preço reduzido em horários de menor utilização do sistema, deverá ser bem dificultada, quando vista sob a ótica econômica.

De acordo com os dados da Tabela 50, a folha de pagamento chega a corresponder a 66 vezes o custo da energia elétrica. Dessa forma, se o acréscimo para o trabalho noturno é superior a 20%, nestas condições, nem que a energia elétrica fosse oferecida gratuitamente, compensaria ao empresário aderir a este tipo de tarifação. Porém, esta análise não pode se basear somente nesta informação. Nesse caso, será necessária a realização de um estudo mais aprofundado do processo, verificando-se os custos individualmente para cada etapa, o que foi realizado na aplicação do terceiro questionário.

Tabela 50: Valor da folha de pagamento, valor médio mensal da eletricidade e a relação entre a folha de pagamento e o custo da eletricidade

Empresas	Valor da Folha de Pagamento R$	Valor Médio Pago pela Energia Elétrica R$	Relação entre a Folha de Pagamento e a Energia Elétrica
Empresa 1	R$ 188.100,00	R$ 10.475,00	18
Empresa 2	R$ 357.000,00	R$ 29.177,00	12
Empresa 3	R$ 1.500.000,00	R$ 53.149,00	28
Empresa 4	R$ 220.500,00	R$ 9.542,00	23
Empresa 5	R$ 300.000,00	R$ 12.989,00	23
Empresa 6	R$ 135.200,00	R$ 9.644,00	14
Empresa 7	R$ 855.000,00	R$ 16.106,00	53
Empresa 8	R$ 900.000,00	R$ 13.592,00	66
Empresa 9	R$ 304.000,00	R$ 25.577,00	12

A partir da Tabela 51, observa-se que, das nove empresas entrevistadas, cinco responderam que podem aumentar o seu nível de automação e não fazem isso devido à necessidade de grandes

investimentos. Mas também há aquelas que já estão investindo. Somente uma empresa respondeu que o retorno do investimento é inviável.

Tabela 51: Possibilidades de Incremento de Automação na Empresa

Pode Aumentar o Nível de Automação	Número de Respostas
Sim	5
Não	4
Justificativas para não aumentar o nível de automação	
Investimento Inicial Muito Elevado	
Sim	2
Não	7
Retorno do Investimento Inviável	
Sim	1
Não	8
Já está Investindo	
Sim	2
Não	7

Em geral, as indústrias de calçados possuem processos bastante semelhantes entre si, seguindo um mesmo tipo de layout - corte, preparação, pesponto, montagem, plancheamento, acabamento, expedição e embalagem. Cada uma dessas etapas representa uma célula de produção, e 100% das empresas consideram o processo como contínuo ou misto (Tabela 52).

Pela Tabela 53, verifica-se que 44,4% das empresas possuem estoque intermediário durante o processo de fabricação, o que torna este segmento um dos melhores para modulação de carga. Através do questionário, seis entre nove pesquisados acham que, tecnicamente, é possível a introdução de uma tarifa especial no setor calçadista (Tabela 54).

Tabela 52: Tipo de Processo de Produção

Tipo de Processo	Ocorrências	Porcentagem
Contínuo	3	33,30%
Célula	0	
Misto	6	66,60%

Tabela 53: Existência de Estoques Intermediários

Existência de Estoque Intermediário	Ocorrências	Porcentagem
Sim	4	44,44%
Não	5	55,56%

Tabela 54: Possibilidades de Introduzir Tarifa Especial

Possibilidade de Introduzir Tarifa Especial	Ocorrências	Porcentagem
Sim	6	66,67%
Não	3	33,33%

Sob o ponto de vista do aumento do consumo de energia elétrica para a realização da modulação de carga, nenhum dos entrevistados respondeu que isso poderia ocorrer. Se o deslocamento for realizado para o horário noturno, pode haver o aumento do consumo de energia elétrica, principalmente para o uso em iluminação. O fato de 100% delas achar que isto não deverá acontecer pode estar ligado ao uso de iluminação em qualquer horário de produção.

Tabela 55 – Aumento do Consumo para Realizar Modulação de Carga

Aumento do Consumo para Realizar Modulação	Ocorrências	Porcentagem
Sim	0	0,00%
Não	9	100,00%

A verificação das hipóteses acima indicadas só pôde ser feita com a realização da terceira etapa da pesquisa de campo, que envolveu o conhecimento mais detalhado do processo de fabricação e buscou simular um estudo de caso da implantação de uma tarifa diferenciada, aplicada em seis consumidores selecionados mediante os resultados obtidos na segunda etapa.