
RELATÓRIO FINAL

Estudo para Avaliação de Impactos Econômicos decorrentes
da Implantação de Tarifas Modificadas e Oportunidades para
Eficiência Energética



Relatório Ano 2: julho/2004 a junho/2005

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
NIPE - NÚCLEO INTERDISCIPLINAR DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

Caixa Postal 1170

Campinas SP

Tel 19-3289-3125

Contato: jannuzzi@fem.unicamp.br

CONTEÚDO

1	INTRODUÇÃO	12
2	OBJETIVOS	12
3	RESULTADOS DAS ETAPAS ANTERIORES	12
3.1	Resumo do Primeiro Ano do Projeto	12
3.2	Resumo do Segundo Ano do Projeto	13
3.2.1	Principais Conclusões	13
3.2.2	Análise de Eficiência Energética	14
4	METODOLOGIA	24
4.1	Introdução	24
4.2	Pesquisa de campo II	24
4.2.1	Amostragem Estatística	24
4.2.2	A Execução da Pesquisa	26
4.3	Pesquisa de campo III	32
4.4	Levantamento de dados da CPFL	32
5	PESQUISA DE CAMPO II: RESULTADOS	33
5.1	O segmento de Moveis	33
5.2	O segmento de Calçados	42
6	PESQUISA DE CAMPO III: RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	49
6.1	Simulação de modificações tarifárias	49
6.1.1	Perspectiva do Consumidor	50
6.1.2	Perspectiva da Concessionária	54
6.1.3	Resultados	56
6.1.4	Concessionária	56
6.1.5	Consumidor	58
6.1.6	Calçados	58
6.1.7	Móveis	60
7	ESTADO DA ARTE DOS CUSTOS MARGINAIS E METODOLOGIAS PARA CÁLCULOS TARIFÁRIOS	61
7.1	Introdução	61

7.2 Tarifas horosazonais no Brasil	62
7.2.1 Histórico.....	62
7.2.2 Custos Marginais.....	65
7.2.3 Tipologia das Tarifas.....	66
7.2.4 Tarifas Azul e Verde.....	66
7.2.5 Tarifa Amarela.....	67
7.2.6 Subsídios Cruzados.....	68
7.2.7 Tarifa da Madrugada.....	69
7.2.8 Conclusão.....	70
7.3 Custos Marginais de Geração	70
7.4 Acesso aos Sistemas de T e D de Energia Elétrica	74
7.5 A Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão	75
7.6 Custos Marginais de Distribuição	77
7.6.1 Metodologia Baseada na “Lei de Quantidade de Obras”.....	77
7.6.2 Metodologia do custo incremental médio de longo prazo.....	80
7.7 Custo marginal de um consumidor-tipo	80
7.7.1 Custo Marginal de Capacidade.....	81
7.7.2 Custo Marginal de Energia.....	83
7.7.3 Custo Marginal Total.....	83
7.7.4 Custo Marginal de um Fornecimento Típico.....	83
7.8 A Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição	84
7.8.1 Receita Requerida da Distribuição.....	86
7.8.2 Custo Marginal de Fornecimento de Potência.....	87
7.8.3 TUSD.....	87
7.9 Passagem dos custos às tarifas de referência	88
7.10 Modalidades Tarifárias e as Tarifas Azul e Verde	89
7.11 Comparação internacional	90
7.11.1 Nível Tarifário e Carga Tributária Embutida.....	90
7.11.2 Estrutura Tarifária.....	91
8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	91
8.1 O impacto de mudanças tarifárias nos segmentos de consumo estudados	92
8.2 Possibilidades de inovações nas tarifas horosazonais brasileiras 93	
8.2.1 Avanços Metodológicos no Cálculo das Atuais Tarifas Horosazonais.....	93
8.2.2 A Questão do Sinal Locacional, na Transmissão e na Distribuição ..	95
8.2.3 Novas Opções Tarifárias.....	96

8.3	Tarifas de fornecimentos interruptíveis	96
8.4	Regulação tarifária por teto de receita na distribuição	97
9	BIBLIOGRAFIA	97
10	APÊNDICE	101
10.1	Manual de uso da planilha de simulação de tarifas modificadas	101
10.1.1	Objetivo	101
10.1.2	Etapas de Cálculo.....	101
10.1.3	Dados de Entrada – Planilha do Consumidor.....	102
10.1.4	Dados de Entrada – Planilha da Concessionária.....	106
10.1.5	Dados de Saída – Planilha da Concessionária.....	107
10.1.6	Resultados Individuais das Simulações por Consumidor.....	108
10.2	Questionários (II e III)	109
10.2.1	Questionário II	109
10.2.2	Questionário III.....	114
10.3	Uma análise do setor industrial do Estado de São Paulo.....	117
10.3.1	Introdução.....	117
10.3.2	Proposição do Trabalho.....	118
10.3.3	Universo da Pesquisa	119
10.3.4	Variáveis Investigadas	119
10.3.5	Conclusões	155

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Fluxograma para levantamento de informações e testes para elaboração de tarifas modificadas	13
Figura 2: Percentual de carga do Equipamento Elétrico em relação a Demanda total de cada indústria	20
Figura 3: Percentual de carga do Aquecimento Elétrico em relação a Demanda total .	21
Figura 4: Percentual de carga do Equipamento Elétrico em relação a Demanda total .	21
Figura 5: Percentual de carga do Equipamento Elétrico em relação a Demanda total .	22
Figura 6: de carga do Equipamento Elétrico em relação a Demanda total	22
Figura 7: Demanda Média Anual (kW)	33
Figura 8: Consumo Fora de Ponta (kWh)	34
Figura 9: Consumo de Ponta (kWh)	35
Figura 10: Produção e kWh médios mensal da indústria moveleira	37
Figura 11 – Demanda Anual (kW).....	42
Figura 12 – Consumo Fora de Ponta (kWh)	43
Figura 13 – Consumo de Ponta (kWh)	43
Figura 14 – Produção e kWh médios mensal da indústria moveleira	45
Figura 15: Variação do custo de um fornecimento	84
Figura 16: Aproximação das tarifas de referência aos custos marginais.....	89
Figura 17: Custos e despesas das empresas industriais paulista, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por atividade econômica, em R\$.....	121
Figura 18: Custos e despesas das empresas industriais paulista, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por atividade econômica, em R\$.....	126
Figura 19: Percentagem de custos e despesas das empresas industriais paulistas, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por tipo de custo	127
Figura 20: Impostos e encargos incidentes sobre a venda das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$.....	129
Figura 21: Impostos e encargos não incidentes sobre a venda das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$.....	129
Figura 22: Investimentos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$.....	134
Figura 23: Distribuição percentual dos investimentos das empresas industriais paulistas, em 2001, por tipo de investimento	134
Figura 24: Nível de investimento por unidade de receita líquida, por tipo de investimento e por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo, em 2001	135
Figura 25: Patrimônio das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$.....	137
Figura 26: Quociente entre a relação investimento e patrimônio líquido das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica	139
Figura 27: Número de pessoas ocupadas nas empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica	141
Figura 28: Relação entre a receita líquida e o número de pessoas ocupadas, em R\$ per capita, por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo em 2001	142

Figura 29: Salários pagos pelas empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$.....	145
Figura 30: Relação entre salários pagos e receita líquida, por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo em 2001	147
Figura 31: Renda média, em R\$/ano, por atividade econômica industrial do Estado de São Paulo em 2001.....	149
Figura 32: Lucro líquido, em R\$, das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001	151
Figura 33: Relação lucro por receita líquida das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001, por atividade econômica	153
Figura 34: Relação lucro/patrimônio das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001, por atividade econômica.....	155

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Hierarquização dos Segmentos Pesquisados.....	14
Tabela 2: Número de Entrevistas Válidas por Segmento e Faixa de Demanda.....	15
Tabela 3: SEGMENTO X Qual medida de economia adotou (no caso de SIM)	16
Tabela 4: SEGMENTO X Já Adotou medidas para Controle de Demanda	17
Tabela 5: SEGMENTO X É Possível Deslocar a Produção	18
Tabela 6: X Períodos Mais Adequados de Deslocamento da Produção	18
Tabela 7: Períodos Mais Adequados de Deslocamento da Produção (em percentual) ..	19
Tabela 8: Parâmetros Separados por Faixa de Demanda e Segmentos	23
Tabela 9: Regra de Escolha do Segmento Calçadista em Relação a Faixa de Demanda.....	25
Tabela 10: Regra de Escolha do Segmento Moveis em Relação a Faixa de Demanda.....	25
Tabela 11 – Produção Mensal	35
Tabela 12: kWh médio mensal e por unidade produzida	36
Tabela 13 – Custo médio mensal por unidade produzida	37
Tabela 14 – Quanto representa a folha de pagamento no custo de produção. (%).....	39
Tabela 15 – Comparação entre proporção da folha de pagamento em relação ao custo de produção e empresas que se julgam suficientemente automatizadas.....	39
Tabela 16: Valor da folha de pagamento, valor médio anual da eletricidade e a relação entre a folha de pagamento e o custo da eletricidade.....	40
Tabela 17: Possibilidade de Incremento de Automação na Empresa	41
Tabela 18: Tipo de Processo de Produção	41
Tabela 19: Existência de Estoque Intermediários	41
Tabela 20: Possibilidade de Introduzir Tarifa Especial	41
Tabela 21 – Aumento do Consumo para Realizar Modulação de Carga	42
Tabela 22 – Produção Média Mensal.....	44
Tabela 23- kWh médio mensal e por par de calçado produzido	44
Tabela 24: Custo médio mensal por unidade produzida	45
Tabela 25: A folha de pagamento no custo de produção. (%).....	47
Tabela 26: Comparação: folha de pagamento e custo de produção e empresas que se julgam suficientemente automatizadas	47
Tabela 27: Valor da folha de pagamento, valor médio mensal da eletricidade e a relação entre a folha de pagamento e o custo da eletricidade.....	48
Tabela 28: Possibilidade de Incremento de Automação na Empresa	48
Tabela 29: Tipo de Processo de Produção	49
Tabela 30: Existência de Estoque Intermediários	49
Tabela 31: Possibilidade de Introduzir Tarifa Especial	49
Tabela 32 – Aumento do Consumo para Realizar Modulação de Carga	49
Tabela 33: Dados da Empresa.....	50
Tabela 34: Planilha de Custo.....	51
Tabela 35: Dados de Modulação.....	52
Tabela 36: Dados da Conta de Energia Elétrica	53

Tabela 37: Tempo de Estoque	53
Tabela 38: Dados de Área Construída.....	54
Tabela 39: Dados da Concessionária.....	55
Tabela 40: Parcela Compartilhada	55
Tabela 41: Resultados da Concessionária por Subestação da Região Elétrica de Franca.....	57
Tabela 42: Resultados da Concessionária - Região Elétrica de Franca	57
Tabela 43: Resultados do Consumidor – Empresas de Calçados	59
Tabela 44: Resultados do Consumidor – Empresas de Calçados Diferença Percentual com a Modulação de Carga.....	59
Tabela 45: Resultados do Consumidor – Empresas de Móveis.....	60
Tabela 46: Resultados do Consumidor – Empresas de Móveis - Diferenças Percentual com a Modulação de Carga.....	61
Tabela 47 – Classificação dos Segmentos Industriais Segundo a CNAE.....	118
Tabela 48 – Total das receitas por atividade econômica industrial, em R\$.....	120
Tabela 49 - Total das receitas por atividade econômica industrial, em %.....	120
Tabela 50 – Custos e despesas das empresas industriais paulista, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por atividade econômica, em R\$.....	122
Tabela 51 – Distribuição percentual dos custos e despesas das empresas industriais paulista, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por atividade econômica.....	124
Tabela 52 – Distribuição percentual dos impostos e encargos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica.....	128
Tabela 53 – Impostos e encargos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$.....	130
Tabela 54 – Investimentos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$.....	132
Tabela 55 – Distribuição percentual dos investimentos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica	133
Tabela 56 – Nível de investimento por unidade de receita líquida, por tipo de investimento e por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo, em 2001	135
Tabela 57 – Patrimônio das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$.....	137
Tabela 58 – Quociente entre a relação investimento e patrimônio líquido das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica	138
Tabela 59 – Número de pessoas ocupadas nas empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica	140
Tabela 60 – Relação entre a receita líquida e o número de pessoas ocupadas, em R\$ per capita, por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo em 2001	142
Tabela 61 – Salários pagos pelas empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$.....	144
Tabela 62 – Salários pagos pelas empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em %.....	144
Tabela 63 – Relação entre salários pagos e receita líquida, por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo em 2001	147

Tabela 64 – Renda média, em R\$/ano, por atividade econômica industrial do Estado de São Paulo em 2001.....	149
Tabela 65 – Valor absoluto e proporcional do lucro líquido das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001, por atividade econômica....	151
Tabela 66 - Relação lucro por receita líquida das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001, por atividade econômica.....	153
Tabela 67 – Relação lucro/patrimônio das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001, por atividade econômica.....	154

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta os resultados finais do trabalho desenvolvido durante o período de julho/2004 a junho/2005, segundo ano do projeto, como parte das atividades de pesquisa do projeto PD-111.

O trabalho desenvolvido é uma seqüência da proposta de aplicação de metodologia apresentada em projeto anterior CPFL PD-20 “Desenvolvimento de Novas Tarifas Horosazonais e Tarifas Especiais para Fornecimentos Interruptíveis de Energia Elétrica”. Naquele projeto foi feita uma proposta de introdução de um posto tarifário adicional no período das 24h às 6h para poder aproveitar melhor os recursos da concessionária.

Grande parte deste relatório se apóia em pesquisas de campo onde foram realizadas entrevistas em consumidores industriais da Classe A4. Esse trabalho somente foi possível com a colaboração de diversos departamentos da CPFL e em especial do Econ. Júlio Sales, coordenador do projeto pela CPFL. Gostaríamos de agradecer a participação também dos funcionários da empresa que nos acompanharam durante as entrevistas.

Gilberto M Jannuzzi – coordenador UNICAMP

Julho 2005.

EQUIPE DE EXECUÇÃO:

NIPE/UNICAMP

Álvaro Furtado – Pesquisador Bolsista (doutorando, Planejamento de Sistemas Energéticos, FEM-UNICAMP)

Gilberto De Martino Jannuzzi - Coordenador UNICAMP (Pesquisador Sênior, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE/UNICAMP)

Herculano Xavier da Silva Junior – Pesquisador Bolsista (mestrando, Planejamento de Sistemas Energéticos, FEM-UNICAMP)

José Ângelo Paccola – Pesquisador Bolsista (mestrando, Planejamento de Sistemas Energéticos, FEM-UNICAMP)

Sérgio Valdir Bajay – Coordenador Adjunto UNICAMP (Pesquisador Sênior, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE/UNICAMP)

COLABORADORES

Carlos Hirth - Bolsista (mestrando, Planejamento de Sistemas Energéticos, FEM-UNICAMP)

Herivelto Thiago Marcondes - Pesquisador (mestrando, Planejamento de Sistemas Energéticos, FEM-UNICAMP)

CPFL

Alexandre Gregori – Mercado

Antonio Carlos V. Delgado – Engenharia e Planejamento

Débora Torteli – Mercado

Gustavo Pereira Lima – Grandes Clientes

Júlio Sales – Coordenador CPFL

Márcia Ângela da Silva Franco – Mercado

Márcio Vasconcelos - Tarifas

Marcos O. Libório – Grandes Consumidores

Reinaldo Fachada - Engenharia e Planejamento

COLABORADORES – CPFL: GERENTES DE CONTA

Cleber Mosquiara

Donizete Maurício Florindo

Edson Coiti Suziki

Edson Luiz Dri

Francisco Sabino

Gilberto Luiz Bernardino

Gustavo Pereira Lima

Luiz B. F. Clinger

Luiz Carlos Vargas

Marco Antonio de Carvalho

Marcos Laurindo Estevam dos Santos

Pedro Augusto Taconi

Silas Viali

Ulisses Guerreiro

1 Introdução

Durante os últimos anos muito se tem dito a respeito de reajustes tarifários, mas na realidade praticamente nenhuma mudança significativa tem sido introduzida no que se refere a diferentes modalidades de tarifas a serem oferecidas aos consumidores.

As últimas alterações mais radicais foram realizadas no início da década de oitenta com as tarifas horosazonais verde e azul.

O presente relatório conclui a etapa final da proposta elaborada¹ pela equipe no sentido de investigar as oportunidades de introdução de um terceiro posto tarifário a ser oferecido aos consumidores industriais de eletricidade. A primeira etapa do projeto teve como objetivo a formulação de uma metodologia para confecção de tarifas horosazonais, incluindo a coleta de dados e análise de impactos econômicos. A segunda etapa determinou o segmento de consumo industrial com maior potencial para modulação de sua curva de carga. E finalmente este relatório conclui a análise proposta investigando com detalhes os eventuais impactos e implicações da criação de um terceiro posto tarifário nos segmentos de consumo escolhidos.

2 Objetivos

Nesta última etapa do projeto os segmentos Moveleiro e Calçadista que foram escolhidos por apresentarem maiores possibilidades de modulação, são objetos de análises mais detalhadas. Esse trabalho procurará 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 horo-sazonal. Essas análises são baseadas em dados coletados em duas pesquisas de campo e simulações realizadas com esses dados (capítulos 5 e 6). A seção 10.3 apresenta um estudo detalhado desses dois setores para o Estado de São Paulo.

Além disso, outro objetivo está relacionado com a procura de melhorias nas metodologias de tarifas. A consolidação do estado da arte nessa área está apresentada no capítulo 7.

3 Resultados das etapas anteriores

3.1 Resumo do Primeiro Ano do Projeto

Um dos resultados do primeiro ano das atividades da equipe (projeto CPFL PD-20) foi o detalhamento de etapas necessárias para a elaboração de uma nova proposta de tarifa horosazonal², cujo objetivo é estimular a mudança de regime de utilização de eletricidade de segmentos ou grupos de consumidores de maneira a contribuir para a maior eficiência da utilização 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.

¹ Na seção 3 são apresentados de maneira sucinta os resultados das etapas anteriores.

² O Projeto CPFL PD-20 também teve como resultado a elaboração de uma metodologia para definição de Tarifas Interruptíveis.

A Figura 1 apresenta de modo resumido as principais etapas de coleta de informações e análises de modo a possibilitar a formulação de uma nova tarifa e também a garantir que serão conhecidos os impactos da sua implantação tanto no desempenho técnico do sistema como as implicações para a receita da concessionária. As seções seguintes detalham as 5 etapas requeridas para a escolha do segmento mais interessante para aplicação de uma nova tarifa horo-sazonal, de acordo com a metodologia proposta no projeto anterior (CPFL PD-20, 2002).

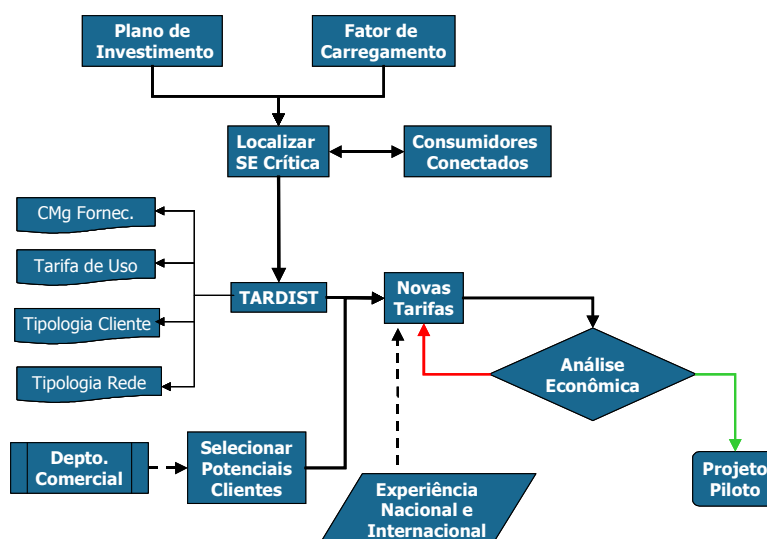


Figura 1: Fluxograma para levantamento de informações e testes para elaboração de tarifas modificadas

3.2 Resumo do Segundo Ano do Projeto

3.2.1 Principais Conclusões

O segundo ano das atividades da equipe (projeto PD-111 ano 1) se concentrou na coleta de dados de mercado, de planejamento da expansão e da campanha de medidas realizada especificamente para este projeto. Um dos objetivos principais foi a escolha dos segmentos de consumidores com maior capacidade de modulação para aproveitamento de um eventual terceiro posto tarifário no período da madrugada. No entanto, este projeto também desenvolveu análises que auxiliam o aprimoramento de metodologias utilizadas para o desenvolvimento de tarifas no Brasil, conforme dito acima.

Foi possível propor uma hierarquização de segmentos mais interessantes para promover o deslocamento de carga. Isso foi realizado através de análises com os dados coletados pela campanha de medições. De um modo geral são os consumidores da faixa de demanda de 201-300 kW aqueles que apresentam maior possibilidade de modulação em quase todos os segmentos industriais pesquisados. A indústria Mecânica e de Alimentos foram exceções, apresentando os consumidores na faixa de 501-1000 kW como os mais interessantes para serem moduladas.

A tabela abaixo, resultado da análise com os dados do levantamento de campo, mostra em ordem decrescente os segmentos com maiores possibilidades de modulação. Essa

hierarquização considerou algumas das variáveis levantadas pelo questionário e pelas medições realizadas.

Tabela 1: 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, como foi investigado neste trabalho. O tipo de processo industrial, número de turnos de operação e capacidade de novos investimentos por parte desses consumidores são exemplos de variáveis que devam ser consideradas.

É provável, por exemplo, que embora tecnicamente a indústria Mecânica tenha um potencial menor que as apontadas acima para efeitos de modulação de carga, é possível que seja atrativo para essas empresas promover um deslocamento, uma vez que já possuem 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 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 de Franca. 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 proposta no PESE, Plano de Expansão do Sistema Elétrico e, avaliando a hipótese de uma modulação de 30% da carga composta pelos consumidores do subgrupo A4 do segmento calçadista, constatou-se que os investimentos poderiam ser adiados por aproximadamente 30 meses. Do lado do segmento calçadista, foram analisadas as suas tipologias e o potencial de modulação na curva de carga. O segmento calçadista trabalha em sua maioria no horário das 6 às 19 horas, com um forte potencial de alterar parte da carga para o período das 21 às 6 horas propiciando um alívio na curva de carga do sistema elétrico da CPFL.

3.2.2 Análise de Eficiência Energética

Um dos objetivos iniciais dessa etapa do projeto era o de investigar oportunidades para inserção de medidas de eficiência energética junto aos consumidores industriais

analisando os casos onde haveria o interesse da CPFL como outra medida para se modular a carga do consumidor.

Esta análise foi baseada no levantamento de informação realizado durante o primeiro ano do projeto PD-111. Foram mostrados 127 consumidores (V. Relatório Ano 1) agrupados em 10 segmentos. A Tabela 2 apresenta um sumário das entrevistas realizadas.

Tabela 2: 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 1000kW		Mais de 1000kW
Alimentos	Count	8	4	5	10	27
	% of total	6,3%	3,1%	3,9%	7,9%	21,3%
Têxtil	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	
	% of total	2,4%	0,8%	0,8%	0,8%	4,7%
Metalúrgico	Count	6	3	6	3	18
	% of total	4,7%	2,4%	4,7%	2,4%	14,2%
Material Plástico	Count	3	3	2	1	9
	% of total	2,4%	2,4%	1,6%	0,8%	7,1%
Calçado	Count	4	5	2	1	12
	% of total	3,1%	3,9%	1,6%	0,8%	9,4%
Cerâmica	Count	2		1		3
	% of total	1,6%		0,8%		2,4%
Móveis	Count	2	2	1		5
	% of total	1,6%	1,6%	0,8%		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%

Medidas de controle da demanda

Quando perguntados se haviam adotado medidas para reduzir ou controlar a demanda por energia elétrica recentemente, a maioria dos consumidores respondeu negativamente (55,9%). No entanto, alguns segmentos tiveram comportamento diferente, como foi o caso de Papel e Celulose (100% declararam ter adotado), metalúrgico (55,6%), Plástico (66,7%) e Móveis (60%).

Entre as principais medidas adotadas pelos consumidores que buscaram reduzir sua demanda, encontram-se a instalação de controladores de carga, que foi adotado por 64% dos consumidores, outra medida adotada foi a modulação de carga.

Tabela 3: SEGMENTO X Qual medida de economia adotou (no caso de SIM)

SEGMENTO	Realocação de Carga	Instalação de Controlador	Outras medidas adotadas
Alimentos	30,00%	19,44%	18,75%
Têxtil	10,00%	5,56%	12,50%
Celulose & Papel	10,00%	8,33%	6,25%
Mecânico	0,00%	0,00%	6,25%
Metalúrgico	10,00%	13,89%	18,75%
Plástico	20,00%	8,33%	12,50%
Calçado	0,00%	11,11%	0,00%
Cerâmica	0,00%	0,00%	0,00%
Móveis	0,00%	2,78%	12,50%
Outros	20,00%	30,56%	12,50%
Total (cont)	(10) 100,00%	(36) 100,00%	(16) 100,00%

Com relação à intenção de adoção de novas medidas de controle de demanda, novamente o resultado final indica não haver interesse (Tabela 4). No entanto, a situação varia bastante entre os segmentos industriais. Celulose e Papel, Plástico e Têxtil foram os segmentos que mais demonstraram tendência a realizar ações para sua demanda por energia.

Tabela 4: SEGMENTO X Já Adotou medidas para Controle de Demanda

SEGMENTO	Já Adotou medidas para Controle de Demanda		Total
	Sim	Não	%
Alimentos	10 37,0%	17 63,0%	27 100,0%
Têxtil	4 26,7%	11 73,3%	15 100,0%
Celulose & Papel	4 100,0%	0 0%	4 100,0%
Mecânico	1 16,7%	5 83,3%	6 100,0%
Metalúrgico	10 55,6%	8 44,4%	18 100,0%
Plástico	6 66,7%	3 33,3%	9 100,0%
Calçados	4 33,3%	8 66,7%	12 100,0%
Cerâmica	0 0%	3 100,0%	3 100,0%
Móveis	3 60,0%	2 40,0%	5 100,0%
Outros	14 50,0%	14 50,0%	28 100,0%
Total	56	71	127
%	44,1%	55,9%	100,0%

Alterações no sistema de produção

Uma possibilidade interessante para realizar a modulação da carga é alterar o regime/horário de produção, no entanto a maior parte (56%) dos entrevistados declarou não haver essa possibilidade. É verdade que muitos deles já promoveram essas alterações e/ou funcionaram de maneira constante durante todo o período, como é o caso do segmento Alimentos, Papel & Celulose, Têxtil, Plásticos. Esses consumidores, especialmente aqueles com demanda contratada acima de 1.000kW já possuem um alto fator de carga indicando uma operação mais distribuída ao longo do dia.

Em particular, o setor de Móveis foi um dos que apresentou maior capacidade de modulação, cerca de 80% dos entrevistados demonstrou capacidade de promover deslocamento de sua produção para outros horários (incluindo madrugada).

O período de 22:00h às 06:00h apresenta uma possibilidade para realizar o deslocamento da carga entre a maioria dos consumidores que declararam ser tecnicamente possível alterar seu regime de produção. O segmento de Alimentos, Metalúrgico e Outros foram os que mais apresentaram essa preferência.

Tabela 5: SEGMENTO X É Possível Deslocar a Produção

SEGMENTO	É Possível Deslocar a Produção			Total
	Sim	Não	Não sabe / NR	
Alimentos	12 44,4%	15 55,6%	0 0,0%	27
Têxtil	3 20,0%	10 66,7%	2 13,3%	15
Celulose & Papel	0 0,0%	4 100,0%	0 0,0%	4
Mecânico	2 33,3%	4 66,7%	0 0,0%	6
Metalúrgico	8 44,4%	9 50,0%	1 5,6%	18
Plástico	3 33,3%	6 66,7%	0 0,0%	9
Calçado	4 33,3%	8 66,7%	0 0,0%	12
Cerâmica	2 66,7%	1 33,3%	0 0,0%	3
Móveis	4 80,0%	1 20,0%	0 0,0%	5
Outros	12 42,9%	13 46,4%	3 10,7%	28
Total	50 39,4%	71 55,9%	6 4,7%	127

Tabela 6: X Períodos Mais Adequados de Deslocamento da Produção

SEGMENTO	Períodos Mais Adequados de Deslocamento da Produção		Total
	De 22:00h a 06:00h	Outros	
Alimentos	8	4	12
Têxtil	1	2	3
Mecânico	2	0	2
Metalúrgico	6	1	7
Plástico	0	3	3
Calçado	2	2	4
Cerâmica	0	2	2
Móveis	1	3	4
Outros	9	3	12
Total	29	20	49

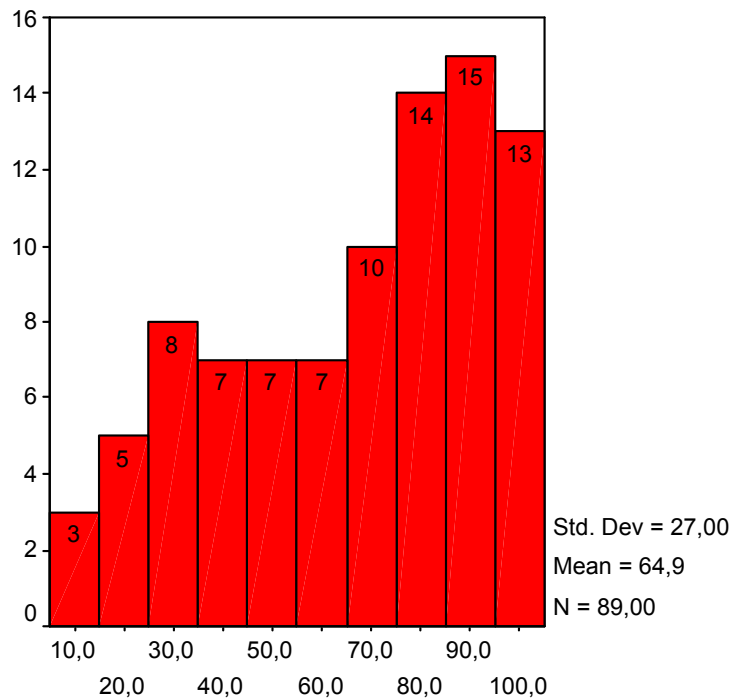
Tabela 7: Períodos Mais Adequados de Deslocamento da Produção (em percentual)

SEGMENTO	De 22:00h a 06:00h	Outros	Total
Alimentos	66,7%	33,3%	100,0%
Têxtil	33,3%	66,7%	100,0%
Mecânico	100,0%	0,0%	100,0%
Metalúrgico	85,7%	14,3%	100,0%
Plástico	0,0%	100,0%	100,0%
Calçado	50,0%	50,0%	100,0%
Cerâmica	0,0%	100,0%	100,0%
Móveis	25,0%	75,0%	100,0%
Outros	75,0%	25,0%	100,0%
Total	59,2%	40,8%	100,0%

Usos Finais

Motores

Como era de se esperar o consumo de eletricidade em motores é o predominante uso final na grande maioria dos consumidores entrevistados. Cerca de 58% das respostas válidas indicam que 70% do consumo de eletricidade é devida ao uso de motores (Figura 2). Em média cerca de 65% do consumo de eletricidade é para força motriz.



Porcentagem da Demanda Total - Motores

Figura 2: Percentual de carga do Equipamento Elétrico em relação a Demanda total de cada indústria

Aquecimento

Uso de eletricidade para aquecimento representa uma parcela menor de consumo total industrial. O Figura 3 mostra que apenas 1% dos consumidores que declararam utilização de eletricidade para fins de aquecimento, tem esse uso final representando 60% ou mais de seu consumo total. Cerca de 34% em média do consumo desses clientes é destinado a aquecimento.

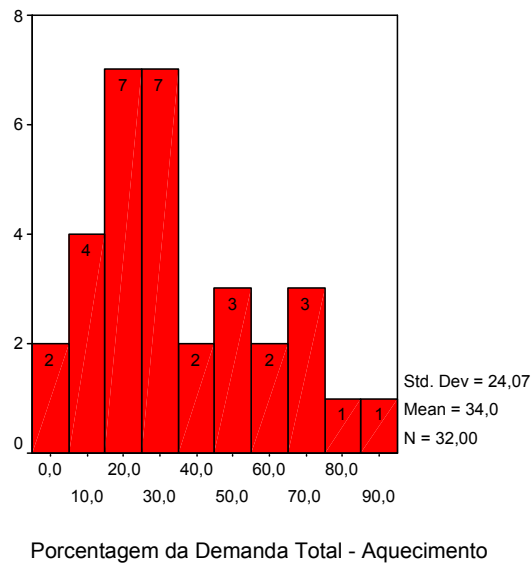


Figura 3: Percentual de carga do Aquecimento Elétrico em relação a Demanda total

Refrigeração

O uso final de eletricidade para refrigeração tem uma representatividade similar ao do aquecimento, em média cerca de 33% do total. Para a maioria dos entrevistados (60%) que usam eletricidade para esse uso final, refrigeração representa menos de 30% de seu consumo total (Figura 4).

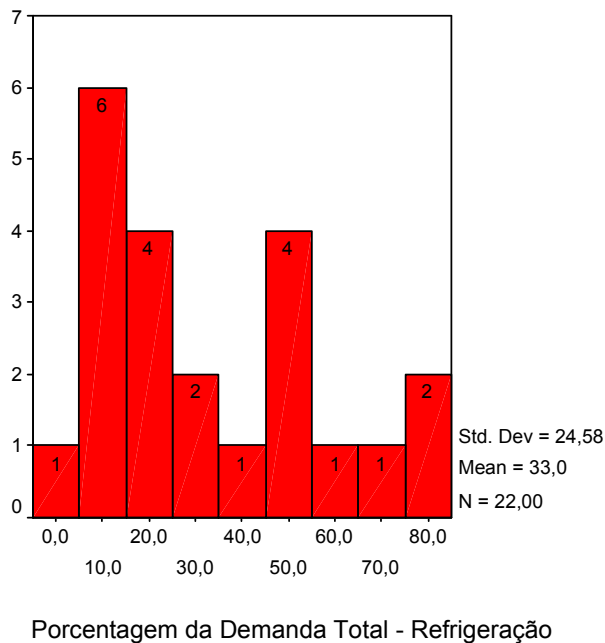


Figura 4: Percentual de carga do Equipamento Elétrico em relação a Demanda total

Compressores

O uso de compressores representa uma média de 18% do consumo de eletricidade entre os entrevistados que declararam esse uso final (Figura 5).

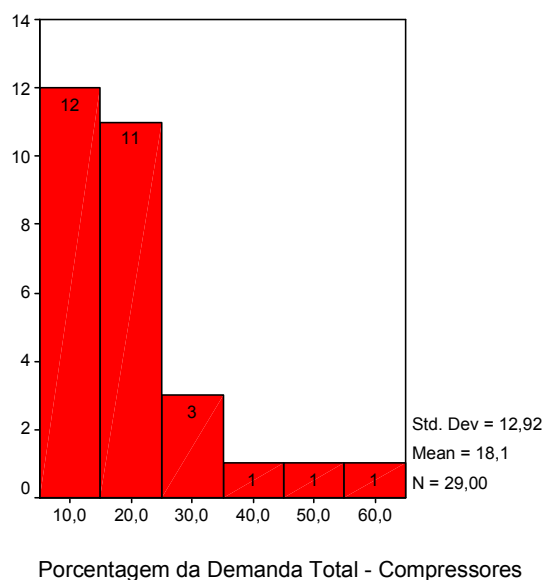


Figura 5: Percentual de carga do Equipamento Elétrico em relação a Demanda total

Outros Equipamentos Elétricos

Esse grupo de equipamentos possui alta concentração de consumidores com porcentagens de consumo entre 10 – 20% do consumo total (Figura 6).

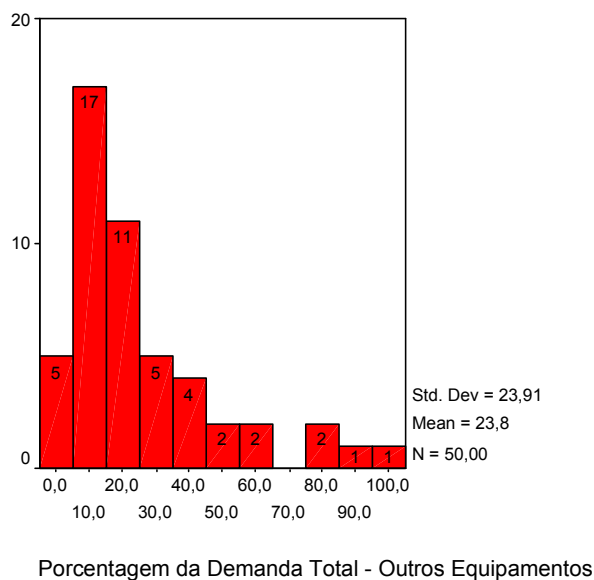


Figura 6: de carga do Equipamento Elétrico em relação a Demanda total

Possibilidade de Interrupção de Carga

Como parte da estratégia de realizar gerenciamento de carga (ou GLD – Gerenciamento do Lado da Demanda), existe a possibilidade de interromper processos. Quando isso é factível, tecnicamente existe a oportunidade de modulação da carga através de contratos de fornecimento interruptível.

Foi investigada entre os entrevistados a existência de cargas ocasionais que pudessem ser interrompidas caso fossem oferecidas tarifas ou contratos atrativos para fornecimento interruptível.

Os setores de Cerâmica e de Móveis foram aqueles que mais indicaram essas possibilidades, como 67% e 60% de respostas afirmativas. Nos demais segmentos o índice encontrado foi bem menor, entre 25 – 35% (Tabela 8).

Tabela 8: Parâmetros Separados por Faixa de Demanda e Segmentos

Segmento	Faixa de Demanda [MW]	FC	RMP	D.Ponta [MW]	D.F.Ponta [MW]
Alimentício	201 a300	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 a300	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 a300	-	-	-	-
	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 a300	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 a300	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 a300	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 a300	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

4 Metodologia

4.1 Introdução

Esta etapa do projeto foi bastante intensiva em levantamento de informações mais detalhadas sobre os consumidores industriais do segmento de móveis e calçados. Nas seções a seguir são apresentados os procedimentos adotados para os levantamentos realizados.

Nesta seção do relatório, serão abordados os trabalhos desenvolvidos para a elaboração da segunda pesquisa de campo. Esta pesquisa, diferente da primeira (V. Relatório Ano 1), é voltada exclusivamente para as indústrias de calçados e de móveis da Classe A4, pertencentes à área de concessão da empresa. Estes ramos de atividade industrial foram selecionados de acordo com o resultado da primeira pesquisa.

4.2 Pesquisa de campo II

Será apresentado a seguir o método de análise estatística realizado para definição do número de amostras que foram utilizados na segunda pesquisa de campo. Além disso, será apresentado o desenvolvimento do questionário de poses e hábitos juntamente com os comentários das primeiras aplicações para testes. Contém ainda, o desenvolvimento do questionário em formato Web e um trabalho analisando os resultados da primeira fase do projeto com intuito de se conhecer possibilidades de estudos em eficiência energética.

4.2.1 Amostragem Estatística

Amostragem é essencial no estudo, pois permite a representatividade da população alvo utilizando um subconjunto deste universo possibilitando sua subsequente inferência, através de uma metodologia científica bem estruturada.

No nosso estudo, a amostragem aleatória possui os seguintes aspectos:

a) Objetivos da Amostra

O objetivo da pesquisa é fundamentalmente selecionar uma determinada quantidade de unidades industriais com características especificadas pela população alvo da pesquisa, esta quantidade de unidades (amostra) foi selecionada segundo procedimentos sistemáticos de escolha dessas indústrias dentro das faixas de demanda de energia especificadas de forma não tendenciosa, sem viés, proporcionando uma inferência a partir dos dados e resultados coerentes de acordo com o desenho amostral assumido.

b) População Alvo

Como universo da nossa análise escolhemos os segmentos Calçadista e Moveleiro com demanda média de energia acima de 200 KWh.

c) Desenho Amostral

Os estudos e análises do projeto anterior determinou dois segmentos como de maior potencial para um possível deslocamento de sua carga, estes segmentos apontados foram: o segmento de Calçados e o de Moveis, partindo da base de dados fornecida pela CPFL, tínhamos uma população total de 171 unidades do setor calçadista e mais 87 unidades do setor moveleiro, devido a problemas essencialmente operacionais, determinou-se um critério de seleção dos clientes de ambos os segmentos com demanda média anual acima de 200 KWh (clientes com gerente de conta pela CPFL), com este perfil, o conjunto inicial foi reduzido a 26 unidades para o setor calçadista e

mais 23 no setor de moveis, esta redução possibilitou uma amostra com um desvio (erro) em relação ao universo bem menor.

A amostra foi estratificada em relação aos fatores: (1) Setores Industriais e (2) faixa de demanda media anual, Os setores são os 2 de interesse, as faixas de demanda foram escolhidas como: (2.1) entre 200 a 300 KWh, (2.2) entre 300 e 500 KWh, (2.3) entre 500 a 1000 KWh e (2.4) acima de 1000 KWh, resultando num total de $2 \times 4 = 8$ estratos distintos, a seleção das unidades da amostra foi feita de forma mais sistemática possível, de forma decrescente em relação as faixas de demanda, dando prioridade de escolha das unidades dentro das maiores faixas de demanda.

Um problema operacional avaliado na pesquisa foi a escolha das cidades onde seria realizada a pesquisa, no caso do segmento calçadista já existe uma concentração natural deste em 3 cidades do estado, que são: Franca, Birigui e Jaú. No segmento moveis possui uma característica um pouco mais dispersa em relação as cidades, ocorrendo porem em relação as faixas de demanda de interesse uma certa concentração nas cidades de Mirassol e Jaci, outras cidades escolhidas foram: Nova Odessa, Sumaré e Birigui.

d) Unidades Amostras

Como unidades amostrais temos, as industrias com características especificadas pela população alvo.

Para um nível de significância e uma faixa de erro abaixo de 10% selecionamos, de forma sistemática, um total de 15 unidades em ambos os setores, conforme descrito nas tabelas: Tabela 9 e Tabela 10 seguintes:

Tabela 9: Regra de Escolha do Segmento Calçadista em Relação a Faixa de Demanda

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

Tabela 10: Regra de Escolha do Segmento Moveis em Relação a Faixa de Demanda

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

e) Faixa de Erro

A faixa de erro é determinada por meio do calculo do tamanho amostral de uma amostra aleatória estratificada com população finita e em função das seguintes entradas: (1) do nível de significância de 0.05, (2) dos tamanhos amostrais n_1 e n_2 iguais a 15 e (3) da variância (ou desvio padrão) de uma importante variável de referencia conhecida

previamente pela pesquisa anterior, no caso foi escolhida como variável de referência o fator de carga de ambos os segmentos, cujas médias são próximas de 0,3.

Em função dos dados de entrada e do método escolhido, temos como resultado um erro da ordem de 10% para a pesquisa.

4.2.2 A Execução da Pesquisa

Com o propósito de testar a eficiência desta primeira versão do questionário, ele foi inicialmente aplicado a seis empresas, sendo três do ramo calçadista e três do ramo moveleiro. Após esta etapa, o questionário ora apresentado sofrerá os devidos ajustes que serão apresentados em uma seção seguinte deste relatório.

Com a versão final do questionário II, foram entrevistadas num total de 30 empresas igualmente dividida entre calçadista e moveleiro, sendo todos da Classe A4 e acima de 200 kW de demanda média anual.

De posse dos resultados obtidos nesta pesquisa foi desenvolvida no âmbito deste projeto, uma terceira pesquisa, que teve o propósito de simular um piloto da implantação de uma tarifa diferenciada, que foi aplicado em seis consumidores selecionados mediante os resultados obtidos na etapa II.

Para cumprir o propósito de levantar os custos e benefícios, tanto sob a ótica do consumidor como da empresa, montou-se o questionário de maneira que seja capaz de levantar informação referente aos seguintes itens:

- Consumo e demanda de energia elétrica dos últimos 12 meses e seu respectivo custo;
- Informações referentes à 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, se contínuo ou se realizado em células de produção;
- A existência de horários que algum equipamento especial é acionado, que represente em 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 de se efetivar um deslocamento do horário de produção o questionário, que está apresentado em sua versão “teste-piloto” no apêndice 10.2.1, aborda basicamente 4 aspectos:

I - IDENTIFICAÇÃO DO CONSUMIDOR

II - CONSUMO ESPECÍFICO E CUSTO UNITÁRIO DE PRODUÇÃO

V - CARACTERIZAÇÃO DO PROCESSO DE FABRICAÇÃO

VI - INFORMAÇÕES DA POSSIBILIDADE DE MODULAÇÃO

A seguir será apresentada uma explicação de cada um dos itens acima relacionados.

Identificação

O questionário foi montado de maneira que o pesquisador ao sair em campo, já o faça de posse das informações referente à identificação do entrevistado, que devem ser obtidos diretamente na CPFL_{Paulista}, restando para ser coletadas em campo somente informações de identificação de caráter individual de cada empresa.

Espera-se com isso, aumentar a eficiência da pesquisa, eliminando desgastes desnecessários na relação entrevistador/entrevistado.

As informações de caracterização previamente coletadas se referem a:

- Razão social;
- Endereço e localização;
- Informações referentes a consumo e demanda;
- Gerente de Conta da CPFL responsável pela região;
- Entrevistador;
- Data de realização.
- As informações de caracterização coletadas na empresa do entrevistado se referem a:
 - Nome e cargo do entrevistado;
 - Telefone pessoal;
 - Hora de início e fim da entrevista.

Consumo específico e Custo Unitário de Produção

Para a determinação do consumo específico e do custo unitário de produção foram realizadas três subdivisões no questionário. Uma referente a determinação do consumo, outra da produção e seu respectivo custo e a terceira relativo ao estabelecimento do consumo específico e do custo unitário de produção propriamente dito, conforme apresentado a seguir.

a) Determinação do Consumo

Assim como na identificação do consumidor, a determinação do consumo é também uma informação a ser coletada diretamente na concessionária. Assim sendo, o entrevistador deve coletar as informações de consumo e demanda dos últimos 12 meses na própria CPFL. Para tal, o questionário traz uma tabela contendo as seguintes colunas a serem preenchidas:

- Mês;
- Energia mensal consumida no horário de ponta e fora de ponta;
- Demanda do horário de ponta e fora de ponta;
- Tarifa;

- Valor da fatura.

A importância de relacionar o consumo com periodicidade mensal, reside no fato de assim, se tornar possível averiguar o efeito da sazonalidade do consumo da empresa. Além disso, estes dados, juntamente com os de produção mensal da empresa, tornará possível determinação do consumo específico, conforme abordado a seguir.

b) Determinação da Produção

Para determinar a produção, o questionário traz uma tabela com as seguintes colunas:

- Mês;
- Produção;
- Custo.

Os meses deverão ser os mesmos dos relacionados na tabela relativa ao consumo.

A produção se refere ao número de peças produzidas, que variará conforme o adotado na empresa, por exemplo, em uma indústria de móveis a unidade de produção normalmente é dada em peças, mas pode haver casos em que seja medido em metros quadrados, outro em peso. Enfim, deve-se respeitar a unidade adotada pela empresa entrevistada.

O custo se refere somente ao de produção, envolvendo matéria-prima, mão-de-obra e insumos, isto porque se deve ter em mente que o objetivo do questionário é levantar a relação custo/benefício de se realizar o deslocamento do horário de produção, assim sendo, outros custos como impostos, taxas etc, não influenciarão na decisão de deslocar a produção.

c) Consumo específico e Custo Unitário de Produção

Finalmente de posse dos dados acima mencionados, monta-se a tabela relativa ao consumo específico e o custo unitário de produção que relacionam a produção total em relação ao consumo de energia elétrica total e a produção total pelo custo total de produção, respectivamente.

Por meio do Consumo Específico e da terminação do Custo Unitário de Produção tornará possível avaliar a correlação entre os valores de consumo e demanda e a operação na fábrica; antes e após as modificações ocorridas em função da implantação da tarifa diferenciada.

Caracterização do Processo de fabricação

Para a caracterização do processo de fabricação, o questionário trás questões que procuram determinar como que o processo é administrado. Para isso são abordadas questões tais como:

- Números de turnos de produção;
- Valor da folha de pagamento relativo à produção;
- Energia elétrica consumida não consumida na produção da empresa;
- Se o processo é contínuo ou em células;
- Se existe algum equipamento consumidor de energia elétrica que é acionado ocasionalmente;

- Nível de automação do processo.

O objetivo de se levantar esta característica é para verificar, se tecnicamente, existe a possibilidade de se realizar o deslocamento da produção, em parte ou todo, para outros horários de produção diferentes dos atuais utilizados. A seguir será detalhado cada um dos pontos, procurando assim, determinar a importância de cada uma das questões.

a) Número de Turnos de Produção:

Em empresas onde já utiliza mais turnos de produção, além do diurno, indica a possibilidade de viabilizar o deslocamento da produção para outros horários além do administrativo, não existindo portanto, diferentes impedimentos, como ambientais ou de suprimento de algum insumo, de se trabalhar, por exemplo, no horário noturno.

b) Valor da folha de pagamento relativo à produção:

O motivo de verificar o valor da folha de pagamento relativo à produção é para serem feitos os cálculos de viabilidade de deslocar a produção embutindo os acréscimos na folha de pagamento relativo, por exemplo, a adicionais noturnos.

c) Se o processo é contínuo ou em células:

Esta questão é para verificar a viabilidade de deslocar somente parte da produção. Neste caso seria dada ênfase àquelas células de maior intensidade energética e com menor número de funcionários. No caso de processos fracionados em células, a questão se desmembra, abrindo uma tabela que relaciona os nomes e os respectivos números de funcionários por célula.

d) A existência de equipamentos que são ligados esporadicamente:

Alguns processos possuem equipamentos que são acionados ocasionalmente, independentes da situação do processo. Como exemplo, pode ser mencionado o caso de moinhos para reciclagem de sobra de matéria-prima de processo. Estas cargas, normalmente, são ligadas levando-se em conta somente o fato de um silo de armazenamento desta sobra estar cheio. Então, o que se espera com esta pergunta é descobrir a existência de uma carga deste tipo que poderia passar a ser gerenciado para ser acionado somente em horários previamente programados.

e) O nível de automação do processo:

Conhecendo o nível de automação do processo, e a existência da possibilidade de ser ampliada, torna possível estimar a viabilidade da empresa em diminuir o número de funcionários envolvidos em determinado processo. Caso exista esta possibilidade, ela deve ser considerada nos cálculos da relação custo/benefício de se implantar uma tarifa diferenciada.

f) Informações da Possibilidade de Modulação:

Nesta etapa do questionário é dada ênfase para a opinião do entrevistado a respeito das possibilidades de modulação de carga, procurando conhecer qual seria o nível de modulação possível mediante o oferecimento de um desconto na tarifa de energia elétrica. Para tal são formuladas questões abordando os seguintes aspectos:

- Mediante o oferecimento de um desconto seria possível se deslocar a produção;
- Para que ocorresse um deslocamento do horário de produção, seria necessário realizar algum tipo de dispêndio extra;

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

A seguir será esclarecido o motivo de se inserir cada uma das questões, procurando também, determinar sua funcionalidade no questionário.

- a) Mediante o oferecimento de um desconto seria possível se deslocar a produção:

Ao se questionar a respeito da viabilidade de modulação a pergunta deixa claro que se refere somente a uma possibilidade técnico-econômica e também que se trata de uma hipótese de oferecimento, por parte da CPFL, de uma tarifa especial.

Outro aspecto que fica evidente na pergunta é que se trata de uma tarifa com três patamares diários: horas de ponta, horas intermediárias e horas de baixo consumo (madrugada, de 22:00 às 6:00 hs.), e o que está sendo realizado é estudo da possibilidade de oferecimento de um desconto na tarifa nas horas de baixo consumo, mas com pequenos incrementos nos demais horários.

Em caso de resposta afirmativa a questão se desmembra em outra que procura determinar qual seria este deslocamento, para os valores de desconto de 10, 30 e 50 %. Ainda no caso afirmativo, o questionário deixa um espaço para uma resposta aberta a respeito da existência de outros fatores importantes que influenciam nessa decisão.

- b) Para que ocorresse um deslocamento do horário de produção, seria necessário realizar algum tipo de dispêndio extra:

Sempre almejando o cálculo da relação custo/benefício, esta questão procura levantar a existência da necessidade de realização de algum investimento extra, como utilização de algum equipamento não utilizado atualmente, para que se viabilize o deslocamento do horário de produção.

- c) Para que ocorra um deslocamento do horário de produção, seria necessário o acréscimo de energia e demanda:

Na mesma linha da pergunta anterior, esta questão procura determinar a necessidade de acréscimo de demanda ou energia no caso do deslocamento do horário de produção.

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 das 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 deste teste piloto do questionário, foi escolhidas empresas que se enquadrassem nas faixas de demanda pré-estabelecidas, ou seja: 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. Em função de seu resultado proceder às alterações que se fizerem necessárias de maneira a torná-lo o mais eficiente possível no cumprimento de seu objetivo.

O “pré-teste” do questionário foi aplicado nas seguintes empresas:

Empresa: Calçados Democrata Artigos de Couro Ltda

Entrevistado: Anderson e Givaldo

Cargo: Coordenador Patrimonial e Gerente de Produção, respectivamente
Setor: Calçadista
Cidade: Franca

Empresa: Calçados Samello S/A
Entrevistado: Luis Roberto Caramori
Cargo: Engenheiro de Produção
Setor: Calçadista
Cidade: Franca

Empresa: Ind. De Calçados Karlitos Ltda
Entrevistado: Geraldo Xavier Santiago
Cargo: Dpt. Pessoal
Setor: Calçadista
Cidade: Franca

Empresa: MSM Produtos Garcia Lopes
Entrevistado: Gabriela Garcia Lopes
Cargo: Diretora Administrativo/Financeiro
Setor: Calçadista
Cidade: Franca

Empresa: Fabrimóveis Industrial Ltda
Entrevistado: José Carlos Pires
Cargo: Diretor
Setor: Moveleiro
Cidade: Mirassol

Empresa: Móveis Jaci
Entrevistado: Antônio José Alves
Cargo: Diretor
Setor: Moveleiro
Cidade: Jaci

Empresa: Gelius Indústria de Móveis Ltda
Entrevistado: Valdecir Antônio Gelio
Cargo: Diretor
Setor: Moveleiro
Cidade: Mirassol

Acredita-se que o “pré-teste” tenha alcançado seu propósito, na medida em que, com sua realização foi possível descobrir os pontos onde o questionário precisava sofrer ajustes que poderiam torná-lo mais consistente eliminado assim, alguns pontos dúbios.

4.3 Pesquisa de campo III

O presente projeto realizou um levantamento de campo, questionário 3, fazendo entrevistas junto a consumidores industriais dos segmentos calçadista e moveleiro com objetivo de obter os dados das empresas e detalhar o seu regime de funcionamento verificando a sua planilha de custo para as unidades fabricadas e detalhes dos processos de fabricação tais como energia consumida, carga instalada, número de funcionários trabalhando, horários de funcionamento, o questionário pode ser verificado no apêndice 10.2.2.

A amostra foi definida em função das empresas que se mostraram interessadas em participar da continuidade do projeto cuja informação foi obtida no questionário 2. Durante a aplicação do questionário 2 as empresas foram questionadas se existia interesse em estar participando da continuidade do projeto. Ao responderem sim essas empresas se mostravam dispostas a abrir a sua planilha de custo e em receber os pesquisadores dentro do seu processo produtivo para a coleta dos dados do questionário.

Outro ponto considerado para a seleção foi incluir empresas que de alguma forma já possuíam uma planilha de custo mais detalhada. Dessa forma foram selecionadas e tiveram o questionário 3 aplicado 5 empresas de calçados e 5 empresas de móveis.

A aplicação do questionário foi feita por pesquisadores experientes contratados pela concessionária e ocorreram através de entrevistas pessoais com os responsáveis pela planilha de custo da empresa, 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.

Os dados levantados nas empresas foram utilizados para simular um possível percentual de desconto na conta de energia elétrica necessário para compensar os custos de introduzir um novo horário de produção no período das 22:00 as 6:00 horas, ou seja, introduzir um novo posto tarifário para esse período.

4.4 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 se pensou em simular esse percentual de desconto para 3 níveis, primeiro nível seria para todo o sistema da concessionária, o segundo nível por grandes regiões elétricas, dividindo a CPFL em três regiões Sudeste, Nordeste e Noroeste e se

escolheria uma delas e o terceiro nível por região elétrica de uma grande cidade incluindo os municípios atendidos.

Para análise do primeiro e segundo nível a concessionária avaliou que os dados necessários para a simulação são considerados extremamente estratégicos e se tornariam públicos, portanto descartou-se a análise nesses níveis. e a simulação no terceiro nível.

Acabou-se optando por simular somente com os dados do terceiro nível que além de fornecer uma indicação mais apurada dos resultados seria um sinalizador para os níveis superiores.

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

5 Pesquisa de campo II: resultados

5.1 O segmento de Moveis

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 7 apresenta o perfil da variação da demanda média registrada no ano de 2004, onde se pode 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 foi a empresa 11 com 1.693 kW.

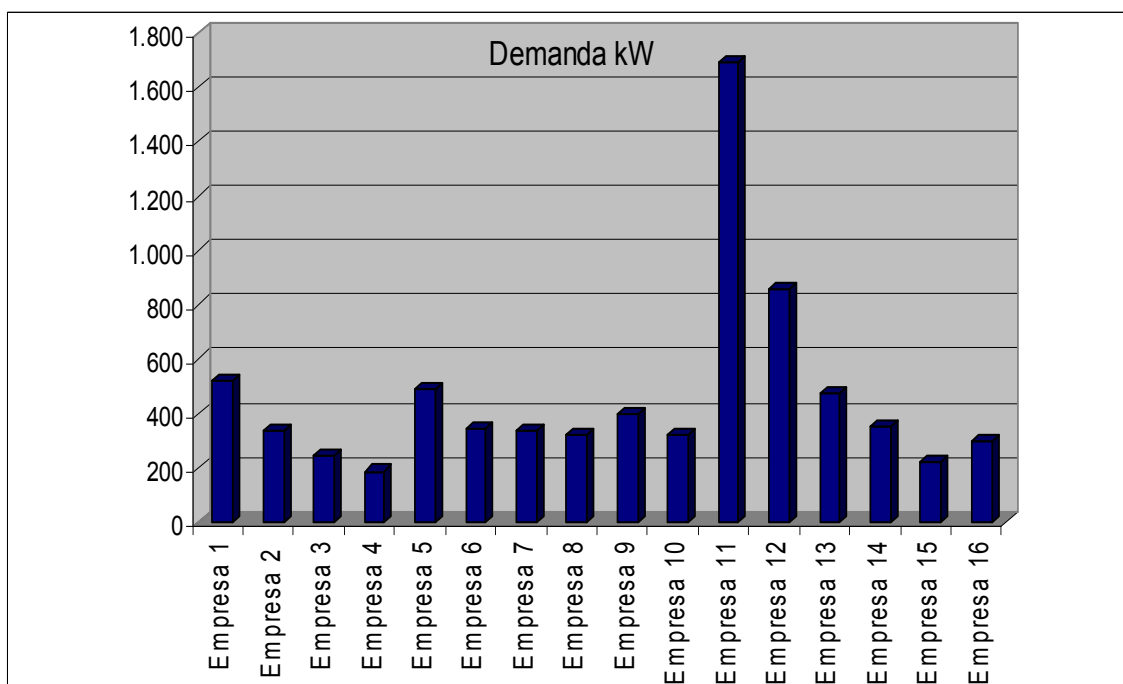


Figura 7: Demanda Média Anual (kW)

A Figura 8 e a Figura 9 apresentam o perfil do consumo médio mensal em horário de fora de ponta (FPt) e de ponta (Pt), respectivamente, para as 16 empresas. É interessante observar que todas elas apresentam uma grande relação entre consumo

de ponta e fora de ponta chegando, esta relação, 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.

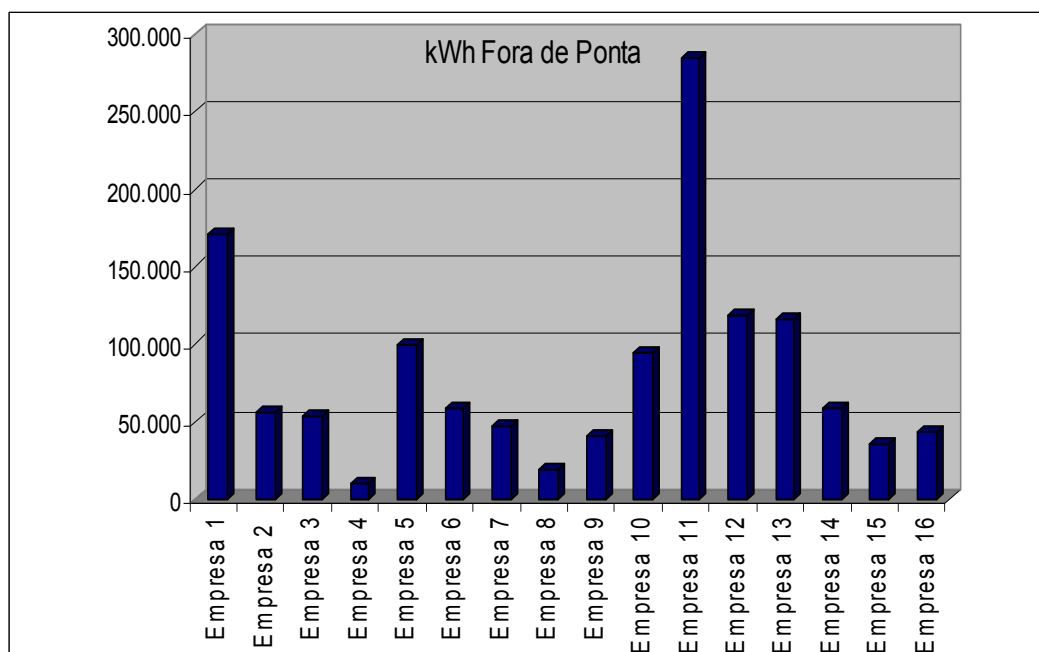


Figura 8: Consumo Fora de Ponta (kWh)

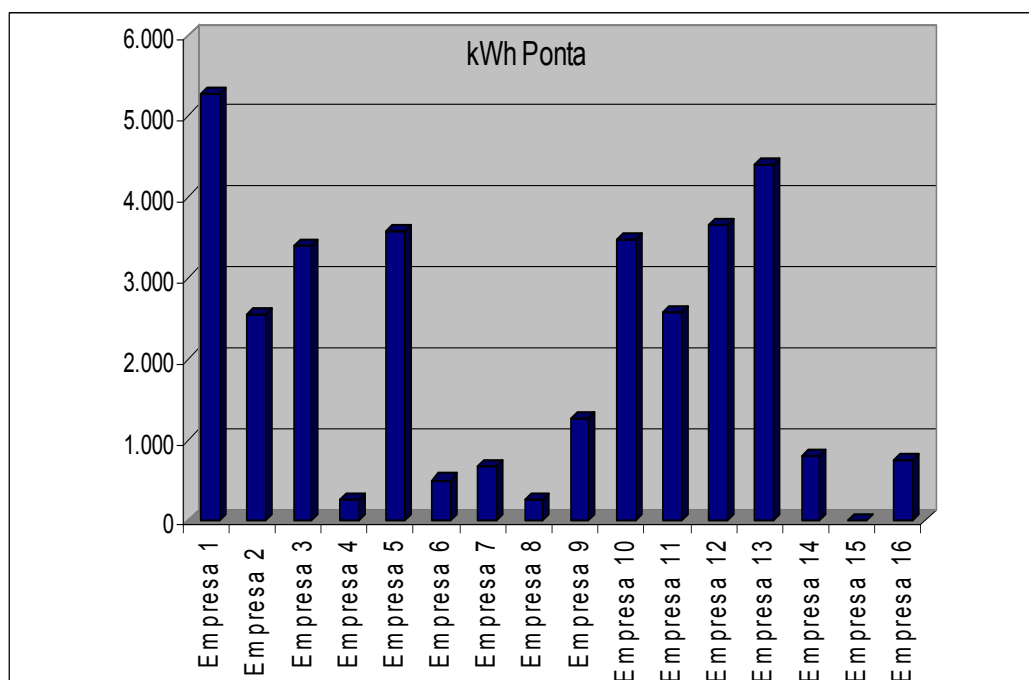


Figura 9: Consumo de Ponta (kWh)

A seguir serão apresentados alguns dados relativos ao volume de produção das empresas, e destes dados, se determinam alguns índices relativos à produção e ao consumo de energia elétrica.

Das 16 empresas do setor moveleiro entrevistadas, uma foi descartada por não se caracterizar exatamente no perfil desejado de fabricante de móveis de madeira, mas sim, ser uma empresa de injetados de plástico.

A Tabela 11 a seguir, apresenta o volume de produção de cada uma das empresas.

Tabela 11 – Produção Mensal

EMPRESAS	PRODUÇÃO 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 volume mensal de produção de cada empresa será 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. A Tabela 12 apresenta o consumo médio mensal de energia elétrica e este consumo em relação às unidades produzidas.

Tabela 12: 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 apresentados na Tabela 12, 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, porém, o desvio em relação a esta média é muito grande, indo de 1,384 a 39,067 kWh/peça.

Esta grande faixa de variação pode ser explicada por alguns fatores, entre os quais, deve estar o modelo de móvel produzido que varia muito, podendo ser desde um simples banco até um grande guarda-roupa. Além disto, se deve analisar o processo, os equipamentos o nível de automação, etc.

Esta característica da indústria moveleira aponta para uma característica importante para a implantação de uma tarifa diferenciada no segmento que é 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 10 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.

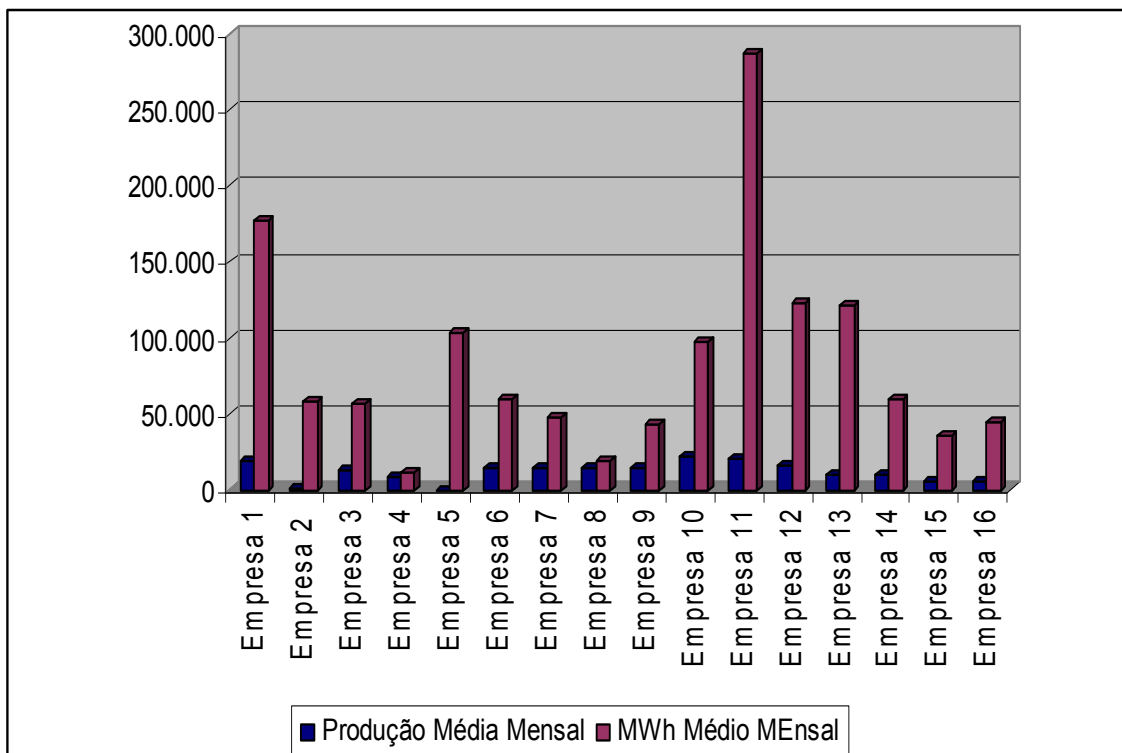


Figura 10: Produção e kWh médios mensal da indústria moveleira

A seguir serão apresentados alguns dados relativos ao custo médio mensal de produção das empresas, procurando assim, levantar índices econômicos relativos à produção e seus custos.

Tabela 13 – 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

Pelos dados apresentados na tabela acima, se constata que a variação do custo de produção por unidade produzida é muito grande, Variando de 21,00 R\$/unidade a 350,00 R\$/unidade. Em média, o custo unitário encontra-se em 84,18 R\$/unidade, com um desvio padrão de 80,81 R\$/unidade.

Novamente, esta grande faixa de variação pode ser explicada, principalmente, 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 em relação ao seu custo total de produção. Esta a é uma das mais importantes relações a ser analisada, pois alterar o horário de produção como, por exemplo, o deslocando para o horário noturno, implica em acréscimos substanciais da folha de pagamento, que normalmente são da ordem de 20%, mas há casos de acordos sindicais, como no caso da região de São José do Rio Preto, que chegam a 25% de acréscimo em função do adicional noturno.

Observa-se na Tabela 14 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, principalmente, levando em conta que são processos muito semelhantes e portanto, deveriam ocupar, proporcionalmente, o mesmo número de funcionários.

Uma tentativa de tentar justificar esta disparidade pode estar no cruzamento entre este índice com o nível de automação empregado na empresa, verificando sua correlação. Pois, se supõe que, quanto maior o nível de automatismo do processo, menor será a intensidade de mão-de-obra, e por consequência, 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 ficando esta questão limitada a uma pergunta que indagava a respeito da possibilidade do aumento do nível de automação na empresa (questão 8). Assim sendo, não será possível correlacionar estas duas informações. Mas no entanto, na tentativa de esclarecer um pouco melhor esta dúvida será realizado uma comparação das respostas obtidas com a questão nº 8 e as proporções apresentadas na Tabela 14 e esta comparação é realizada na Tabela 15.

Comparando os dados destas duas informações, proporção da folha de pagamento em relação ao custo de produção e empresas que se julgam suficientemente automatizadas, constata-se que das três empresas que responderam “não” a esta questão, estão entre as que apresentam menor proporção folha de pagamento e custo de produção o que é uma indicação de que realmente a variação apresentada na tabela abaixo se relaciona com nível de automação da empresa.

Tabela 14 – 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 15 – Comparação entre 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.

Segundo o apresentado na Tabela 15, 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, seria compensador ao empresário aderir a este tipo de tarifação.

Porém, esta análise não pode se basear somente nesta informação, para se concluir a respeito será necessário a realização de um estudo mais aprofundado do processo, verificando os custos individualmente para cada etapa do processo, e desta forma, procurar chegar a uma conclusão a respeito. Este estudo detalhado do processo está previsto para ser realizado na terceira etapa de pesquisa deste trabalho.

Tabela 16: 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 ENERGIJA 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

Segundo os dados apresentados na Tabela 16, que analisa a questão do nível de automação, se verifica que, das 16 empresas entrevistadas, 13 responderam que podem aumentar o seu nível de automação e se justificam para que isto não ocorra, principalmente, pela necessidade de realização de grandes investimentos.

Tabela 17: Possibilidade de Incremento de Automação na Empresa

PODE AUMENTAR O NÍVEL 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, no geral, possuem um tipo de processo bastante semelhante entre si, seguindo um mesmo tipo de layout, ou seja, inicia pelo corte, seguido pela usinagem, acabamento e pintura, sendo que cada uma destas etapas é considerada como uma célula de produção.

Na tabela abaixo se verifica que pelas respostas obtidas, as empresas 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 (Tabela 18).

Este tipo de processo é que o torna um dos melhores, analisando sob o aspecto técnico, para a realização de modulação de carga. Esta opinião é compartilhada pelos respondentes da pesquisa, pois, pelo que pode ser verificado na Tabela 19, nove entre dezesseis pesquisados, acham que, tecnicamente é possível a introdução de uma tarifa especial no setor moveleiro.

Tabela 18: 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 19: Existência de Estoque Intermediários

EXISTENCIA DE ESTOQUE INTERMEDIÁRIO	OCORRÊNCIAS	PORCENTAGEM
Sim	12	75
Não	4	25

Tabela 20: Possibilidade de Introduzir Tarifa Especial

POSSIBILIDADE DE INTRODUIZIR 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 isto poderia ocorrer. De fato, se o deslocamento for realizado para o horário noturno, o que é esperado que ocorra, deverá ocorrer 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.

Tabela 21 – 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 poderão ser verificadas com a realização da terceira etapa de pesquisa prevista neste trabalho, que envolve o conhecimento mais detalhado do processo de fabricação

5.2 O segmento de Calçados

No total foram entrevistadas 18 empresas do setor calçadista, sendo que 14 fabricam pares de calçado e 4 são fábricas de solado e placas de EVA. Na validação dos dados coletados para as empresas de calçados 9 questionários foram considerados válidos.

Será apresentado os dados das 9 empresas cujos questionários foram considerados válidos. As empresas possuem uma grande diversidade de faixas de demanda de energia elétrica. A Figura 11 apresenta o perfil da variação da demanda média registrada no ano de 2004, onde se pode 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 empresa 9 com 1.157 kW.

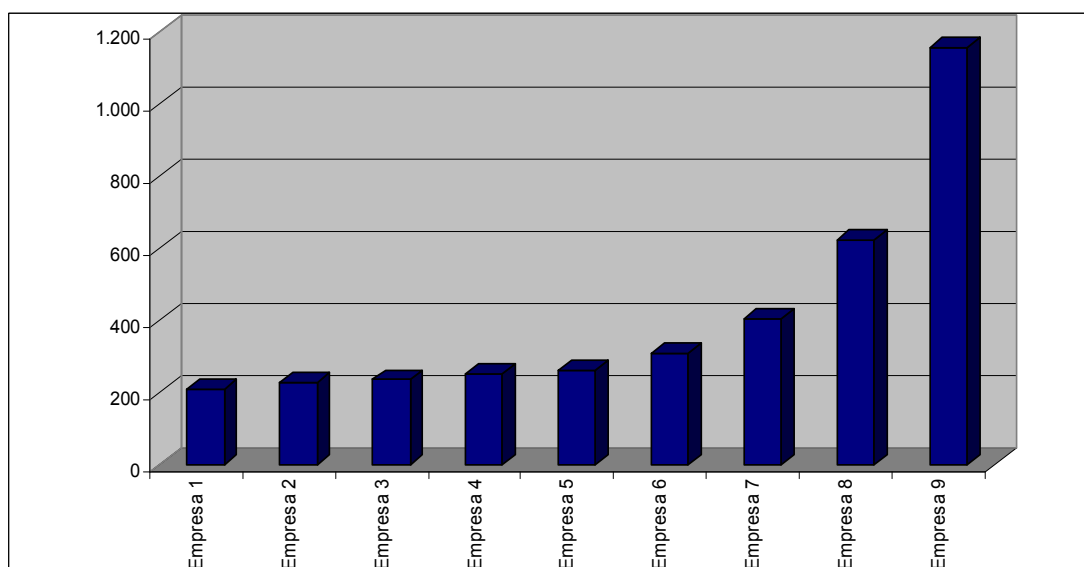


Figura 11 – Demanda Anual (kW)

A Figura 12 e a Figura 13 apresentam o perfil do consumo médio mensal em horário de fora de ponta (FPt) e de ponta (Pt), respectivamente, para as 9 empresas. É interessante observar que todas elas apresentam uma grande relação entre consumo de ponta e fora de ponta chegando, esta relação, 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.

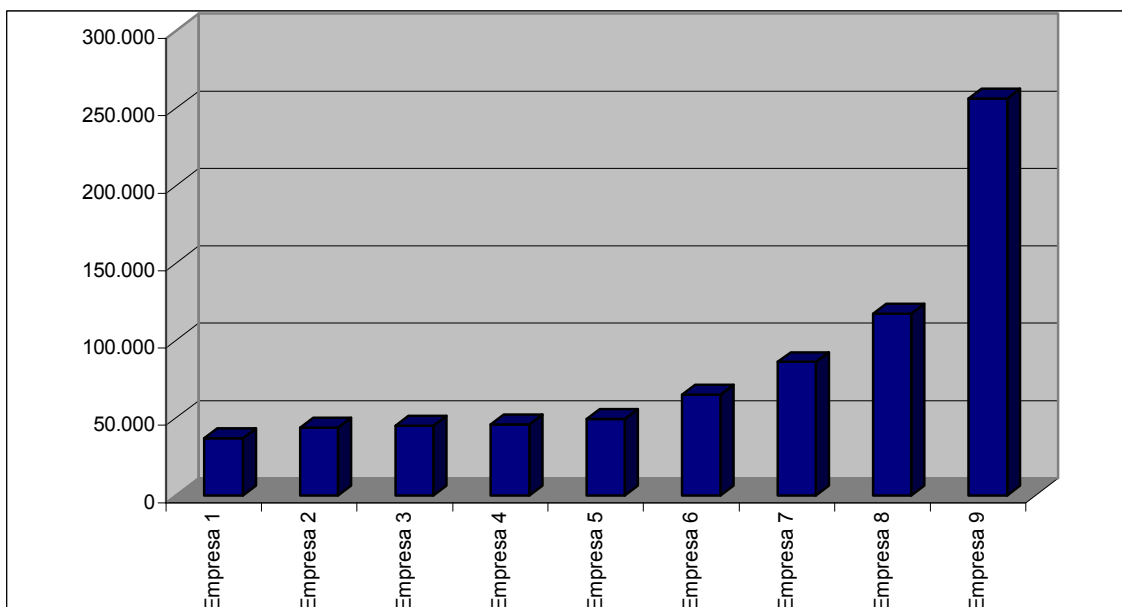


Figura 12 – Consumo Fora de Ponta (kWh)

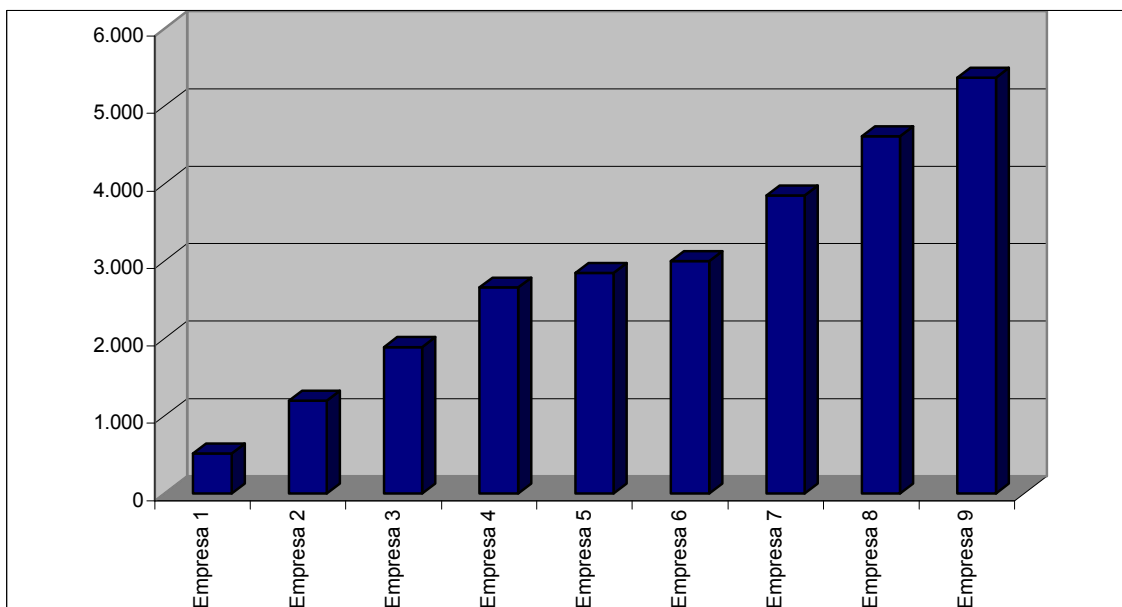


Figura 13 – Consumo de Ponta (kWh)

A seguir serão apresentados alguns dados relativos ao volume de produção das empresas, e destes dados, se determinam alguns índices relativos à produção e ao consumo de energia elétrica.

A Tabela 22 a seguir apresenta o volume médio de produção de cada uma das empresas.

Tabela 22 – 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 será 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. A Tabela 23 apresenta o consumo médio mensal de energia elétrica e este consumo em relação às unidades produzidas.

Tabela 23- 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

Pelos dados apresentados na Tabela 23, constata-se que a variação do valor médio de consumo por unidade produzida é muito grande. Em média consome-se 1,59 kWh por peça, porém, o limite inferior e superior em relação a esta média é muito grande, indo de 0,71 a 2,96 kWh/par.

Esta faixa de variação pode ser explicada por alguns fatores, entre os quais, deve estar o modelo de calçado produzido que varia muito, podendo ser desde um simples sapato até botas sofisticadas. Além disto, se deve analisar o processo, os equipamentos o nível de automação, etc.

Esta característica da indústria calçadista aponta para uma característica importante para a implantação de uma tarifa diferenciada no segmento que é 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 14 é possível visualizar as diferenças existentes entre os diferentes processos com relação à produção média mensal e o consumo médio mensal de energia elétrica.

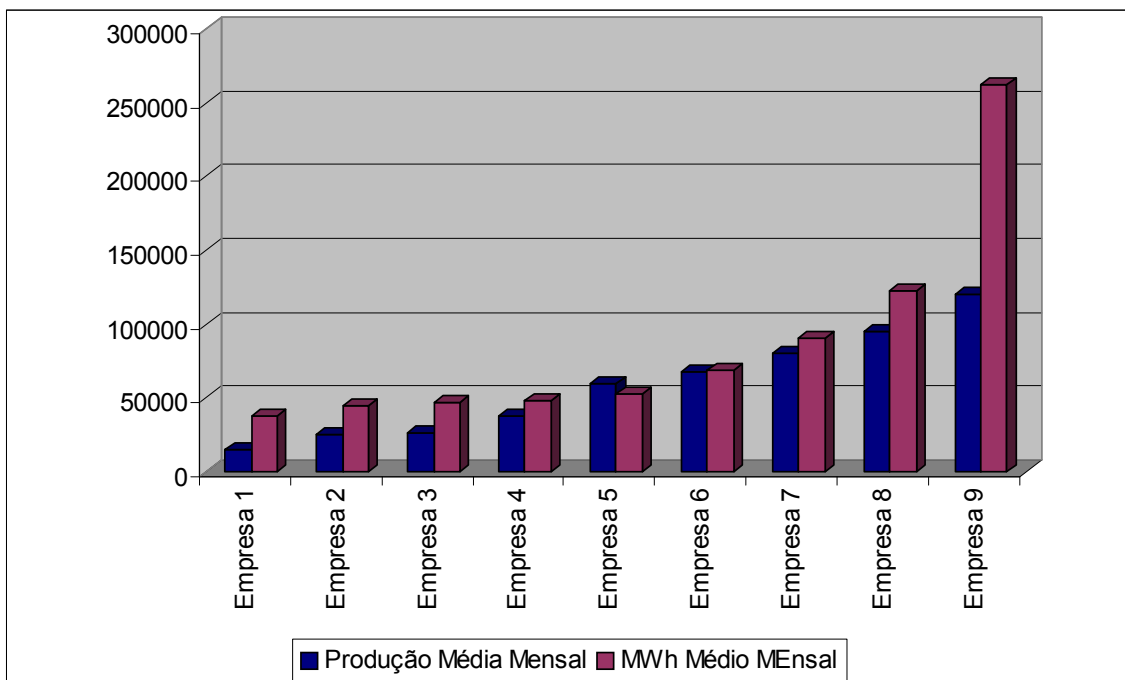


Figura 14 – Produção e kWh médios mensal da indústria moveleira

A seguir serão apresentados alguns dados relativos ao custo médio mensal de produção das empresas, procurando assim, levantar índices econômicos relativos à produção e seus custos.

Tabela 24: 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 apresentados na tabela acima, se constata que a variação do custo de produção por unidade produzida é muito grande, Variando de 20,00 R\$/par a 60,00 R\$/par. Em média, o custo unitário encontra-se em 39,11 R\$/par.

Novamente, esta grande faixa de variação pode ser explicada, principalmente, pelas grandes diferenças de modelo de calçados produzidos, além de outros fatores, como os anteriormente explanados.

Em seguida é verificada a relação entre a folha de pagamento da empresa em relação ao seu custo total de produção. Esta a é uma das mais importantes relações a ser analisada, pois alterar o horário de produção como, por exemplo, o deslocando para o

horário noturno, implica em acréscimos substanciais da folha de pagamento, que normalmente são da ordem de 20% de acréscimo em função do adicional noturno.

Observa-se na Tabela 25 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 em conta que existe uma grande variação no custo da matéria prima.

Uma tentativa de tentar justificar esta disparidade pode estar no cruzamento entre este índice com o nível de automação empregado na empresa, verificando sua correlação. Pois, se supõe que, quanto maior o nível de automatismo do processo, menor será a intensidade de mão-de-obra, e por conseqüência, 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 ficando esta questão limitada a uma pergunta que indagava a respeito da possibilidade do aumento do nível de automação na empresa (questão 8). Assim sendo, não será possível correlacionar estas duas informações. Mas, no entanto, na tentativa de esclarecer um pouco melhor esta dúvida será realizado uma comparação das respostas obtidas com a questão nº 8 e as proporções apresentadas na Tabela 25 e esta comparação é realizada na Tabela 26.

Comparando os dados destas duas informações, proporção da folha de pagamento em relação ao custo de produção e empresas que se julgam suficientemente automatizadas, constata-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 o que 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 no entrevistado.

Tabela 25: 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 26: Comparação entre 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.

Segundo o apresentado na Tabela 27, a folha de pagamento chega a corresponder a 66 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, seria compensador ao empresário aderir a este tipo de tarifação.

Porém, esta análise não pode se basear somente nesta informação, para se concluir a respeito será necessário a realização de um estudo mais aprofundado do processo, verificando os custos individualmente para cada etapa do processo, e desta forma, procurar chegar a uma conclusão a respeito. Este estudo detalhado do processo está previsto para ser realizado na terceira etapa de pesquisa deste trabalho.

Tabela 27: 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

Segundo os dados apresentados na Tabela 28, que analisa a questão do nível de automação, se verifica que, das 9 empresas entrevistadas, 5 responderam que podem aumentar o seu nível de automação e se justificam para que isto não ocorra, pela necessidade de realização de grandes investimentos ou já estão investindo, somente uma empresa respondeu que o retorno do investimento é inviável.

Tabela 28: Possibilidade 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

As indústrias de calçados, no geral, possuem um tipo de processo bastante semelhante entre si, seguindo um mesmo tipo de layout, ou seja, inicia pelo corte, seguido pela preparação, pesponto, montagem, plancheamento, acabamento, expedição e embalagem sendo que cada uma destas etapas é poderia ser considerada como uma célula de produção, no entanto 100% das empresas consideram o processo como contínuo ou misto, Tabela 29.

Na Tabela 30 se verifica que 44,4% das empresas possuem estoque intermediário durante o processo de fabricação, o que facilita a modulação de carga.

Este tipo de processo é que o torna um dos melhores, analisando sob o aspecto técnico, para a realização de modulação de carga. Esta opinião é compartilhada pelos respondentes da pesquisa, pois, pelo que pode ser verificado na Tabela 31, seis entre nove pesquisados, acham que, tecnicamente é possível a introdução de uma tarifa especial no setor calçadista.

Tabela 29: Tipo de Processo de Produção

Tipo de Processo	Ocorrências	Porcentagem
Contínuo	3	33,30%
Célula	0	
Misto	6	66,60%

Tabela 30: Existência de Estoque Intermediários

Existência de Estoque Intermediário	Ocorrências	Porcentagem
Sim	4	44,44%
Não	5	55,56%

Tabela 31: Possibilidade 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 responderam que isto poderia ocorrer. De fato, se o deslocamento for realizado para o horário noturno, o que poderia ocorrer é o aumento do consumo de energia elétrica principalmente para o uso em iluminação. O fato de 100% acharem que isto não deverá ocorrer pode estar ligado ao uso de iluminação em qualquer horário em que se esteja produzindo.

Tabela 32 – 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 poderão ser verificadas com a realização da terceira etapa de pesquisa prevista neste trabalho, que envolve o conhecimento mais detalhado do processo de fabricação.

6 Pesquisa de campo III: resultados das simulações

6.1 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 cuja economia para o consumidor cobrisse seus novos custos com a modulação de carga e para a concessionária a redução na tarifa seria coberta pela obtenção de ganhos com o investimento adiado, chamados respectivamente de perspectiva da concessionária e perspectiva do consumidor.

6.1.1 Perspectiva do Consumidor

As Tabelas, Tabela 33: Dados da Empresa, Tabela 34: Planilha de Custo, Tabela 35: Dados de Modulação, Tabela 36: Dados da Conta de Energia Elétrica, Tabela 37: Tempo de Estoque e Tabela 38: Dados de Área Construída referem-se aos dados obtidos junto aos consumidores na aplicação do questionário 3, abaixo de cada tabela foi detalhado o conteúdo de cada item.

Por uma questão de confidencialidade não serão divulgados os dados de entrada para as simulações de empresa por empresa apenas os dados de saída que são importantes para as conclusões.

A Tabela 33: Dados da Empresa, lista os 6 processos da empresa e a sua respectiva carga, número de turnos, tempo de operação por turno; a produção da empresa também foi levantada.

Tabela 33: Dados da Empresa

item		A	B	C	D	E
		Nº funcionários	Carga kW	Nº turnos	Horas de operação por turno	Produção
1	empresa	298	250	1		30000
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	
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 de funcionários total da empresa;

Item 2 a 7 – coluna A – número de funcionário alocado 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 34: Planilha de Custo, fornece os principais custos da empresa, o objetivo era levantar os custos que mais seriam influenciados numa alteração de horário de funcionamento dos processos.

Tabela 34: Planilha de Custo

item	descriçã	R\$/unidade
8	Custo com mão de	7,42
9	Custo com mão de obra	1,81
10	Custo com energia	0,36
11	Custo de outras fontes de	0,00
12	Custo com materia	14,1
13	Custo com	0,10
14	Custo da área em	0,00
15	outros	4,76
16	Custo do produto	28,6
17	Custo c/ tributos icms,	6,73
18	Custo com	1,42
19	comissões. lucro e	9,95
20	Custo Total de	46,7

Item 8 – Custo com mão de obra – expresso em Reais por unidade produzida, pode ser utilizada 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 foi considerado eventualmente outros custos relacionados a mão de obra, por exemplo treinamento, que 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 visando a modulação, por exemplo, se for criado mais um turno a mão de obra terceirizada pode ser reduzida.

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

Item 11 - 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 alteração poderá ser necessária uma maior quantidade de matéria prima em função de estoques que podem ser criados, por exemplo, 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 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 as diferenças entre o mix de exportação do produto esse percentual varia de empresa para empresa e de produto, portanto esse percentual 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 e despesas bancárias e outros.

Item 20 – Preço final de venda do produto.

A Tabela 35: Dados de Modulação se refere a discussão na aplicação do questionário de quais processos poderiam ter seu horário de funcionamento alterado e como ficaria o seu novo funcionamento expresso em porcentagem. Os dados são números de funcionários que acompanhariam o novo funcionamento do processo, quanto da carga do processo seria alterada. Outro ponto importante levantado foi quanto custaria de adicional noturno na folha de pagamento para o processo funcionar das 22:00 a 6:00.

Tabela 35: Dados de Modulação

item	A	B	C
	modulação	modulação adicional	
21 processo	50%	50%	20%
22 processo	50%	50%	
23 processo	0%	0%	
24 processo	0%	0%	
25 processo	0%	0%	
26 processo	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 B – Entrar com o percentual da carga em kW, que 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 as 22 horas e se encerrará as 6 horas. A Tabela 36 trabalha com os dados da tarifa de energia e simula na coluna B os descontos durante o período das 22:00 a 6:00 (item 30) e o eventual acréscimo na tarifa durante os demais horários.

Tabela 36: 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		5%
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 6 às 18 e das 21 as 6 horas em kWh, consumo fora de ponta.

Item 28 Coluna A – Entrar com o preço da tarifa na ponta em R\$ por kWh, ponta, paga pela empresa.

Item 28 Coluna C – Entrar com o consumo da empresa durante o período das 18 a 21 horas 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 as 22 horas. 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 22 às 6 horas, 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 as 22 horas. 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.

Na Tabela 37 durante a aplicação do questionário foi verificado que as empresas controlavam os seus custos de estoque através do tempo de permanência na empresa ou seja o tempo entre a entrada de matéria prima e a saída do produto, esse tempo pode ser alterado em função da alteração do horário de funcionamento da empresa.

Tabela 37: Tempo de Estoque

item	ESTOQU	Qde de	
		A	B
31		s/modulaç	
		4	4,5

Item 31 Coluna A – Entrar com o número de dias entre a entrada de matéria prima e 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 32 Coluna B – Entrar com o novo número de dias, entre a entrada de matéria prima e saída do produto com ela elaborado, função da alteração do funcionamento da empresa.

No exemplo acima houve uma alteração de meio dia.

A Tabela 38 considera que a empresa ao optar por uma nova forma de funcionamento que demande a necessidade de criação de estoques intermediários pode necessitar uma área construída maior.

Tabela 38: Dados de Área Construída

item	Área (estoque interm)m ²	Área (m ²)	
		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 que foi criado para a modulação.

6.1.2 Perspectiva da Concessionária

A Tabela 39, se refere a dados obtidos junto a CPFL relativo a 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; 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, todas em tensão de 138-13,8 kV. As subestações estão listadas na coluna A, sua capacidade nominal na coluna B, a demanda máxima ocorrida no, ano de 2004, na coluna C, o consumo para todos os segmentos, residencial, industrial, comercial, rural, poder público e outros na coluna D e o faturamento na coluna 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 calçadista A4 estão nas colunas G, H e I respectivamente, demanda contratada, consumo e faturamento separados por transformador de subestação.

Na coluna J se encontra o investimento previsto. De acordo com o critério de planejamento de carregamento de subestações da CPFL, será necessária a Ampliação da subestação Diamante no ano de 2005 para adequar a capacidade instalada à demanda prevista para a área atendendo adequadamente a carga dentro dos padrões estabelecidos pela CPFL. 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 está o total de carga do segmento calçadista a ser modulado, foi adotado o valor de 30% por ser o maior valor possível entre as empresas de calçados analisadas. Foi adotado um valor alto para se ter uma idéia melhor dos resultados da implantação da nova modalidade tarifária.

Tabela 39: Dados da Concessionária

ITEM	Nome SE						DADOS DO SEGMENTO			Investimentos	Taxa	Carga Mod.Locada	
		Demanda Instalada	Demanda Máx	Consumo	Faturamento	Crescimento Médio proj.	Demanda Contratada	Consumo	Faturamento				
		kVA	kVA	kWh	R\$	%	kW	kWh	R\$				R\$
1	SE1	DIAMANTE	25000	22833	7.146.132	R\$ 16.907.984	4	5806	9822650	R\$ 2.990.046	4.390.000,00	15%	30%
2	SE2	FRANCA1	25000	19997	8.037.956	R\$ 19.474.149	33	725	79866	R\$ 285.329		15%	30%
3	SE3	FRANCA2	25000	24285	6.399.786	R\$ 15.214.375	41	5420	9446076	R\$ 2.745.847		15%	30%
4	SE4	GUANABARA	26600	16863	5.099.241	R\$ 12.678.714	39	3545	6492728	R\$ 1.824.931		15%	30%
5	SE5	RESENDE1	25000	24307	6.912.990	R\$ 13.229.192	48	6635	9405513	R\$ 3.223.985		15%	30%
6	SE6	RESENDE2	25000	19946	5.537.880	R\$ 12.302.770	45	1935	3234202	R\$ 926.415		15%	30%
7	SE7		0	0								15%	0%
8	SE8		0	0								15%	0%
9	SE9		0	0								15%	0%
10	SE10		0	0								15%	0%

Coluna A – Nome das Subestações, separadas por transformadores que compõe 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 40, propõe um percentual para divisão dos ganhos da concessionária com o investimento adiado e repasse ao consumidor na conta de energia para o consumo que ocorrer no horário das 22 a 6 horas.

Tabela 40: 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 no exemplo de 50%

significa que a concessionária ficará com 50% da receita referente ao investimento adiado e 50% será repassado como desconto na tarifa.

6.1.3 Resultados

As simulações foram calculadas 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 aqueles obtidos no questionário 3 e para a simulação da concessionária foram os dados fornecidos pela CPFL para a região elétrica de Franca. Considera-se que do ponto de vista da concessionária os benefícios serão advindos do investimento adiado e do ponto de vista do consumidor os aumentos de custo na sua planilha seriam compensados pelos benefícios da concessionária com um desconto na tarifa da madrugada.

6.1.4 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 conseqüentemente adiar os investimentos previstos. Essa redução provocada pela carga modulada pelo consumidor considerou um prazo em que as subestações atingissem novamente os carregamentos atuais determinado pelo crescimento de mercado.

A Tabela 41: Resultados da Concessionária por Subestação da Região Elétrica de Franca; apresenta os resultados da Região de Franca que foram calculados com os dados de entrada da Tabela 39, 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 41: Resultados da Concessionária por Subestação da Região Elétrica de Franca

ITEM		A	B	C	D	E	F
		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 porcentagem.

Coluna C – Participação do segmento, calçadista na Tabela 41, na demanda da subestação. Essa participação foi calculada considerando a somatória da demanda contratada de cada empresa.

Coluna D – Percentual de modulação de carga referente à demanda. Esse percentual foi calculado considerando que 30% da demanda da empresa teria condições de ser modulado.

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 42 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. A concessionária poderá dar um desconto na tarifa de 16,19% por um período de 21 meses. Após esse período o carregamento da região elétrica voltará ao mesmo patamar de hoje, necessitando, portanto investimentos. A explicação dos valores da coluna se encontram abaixo da tabela.

Tabela 42: Resultados da Concessionária - Região Elétrica de Franca

Investimento	TOTAL do Faturamento	Rem. Inv.	Nºmeses adiamento média ponderada	Volume R\$	%
Total	Modulado	Adiado		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, se repete nos dados de saída apenas para facilitar a interpretação da tabela.

Coluna B – Total anual do valor faturado no modulo, relativo ao consumo de energia.

Coluna C – Remuneração do investimento adiado; o cálculo do investimento adiado 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 esse cálculo foi considerado o crescimento da região elétrica e o período que atingirá novamente os níveis atuais de carregamento das subestações, esse cálculo foi feito subestação por subestação e posteriormente foi feita uma média ponderada com o carregamento de cada uma.

Coluna E – Volume dos recursos em Reais que serão aplicados sobre a tarifa. Considerou 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 o volume de receita que a concessionária perderia pelo período de 21 meses pela receita total desse período caso não houvesse modulação de carga.

6.1.5 Consumidor

Do ponto de vista do consumidor as variáveis que mais influenciam na decisão de modulação de carga e apresentaram maior impacto na planilha de custo da empresa foram 3, folha de pagamento, aumento da área construída, e o tempo da matéria prima no estoque.

O maior impacto na planilha de custo é a primeira variável, folha de pagamento que para funcionamento a partir das 22:00 horas, é necessário o pagamento do adicional noturno que por legislação é de 20%; no caso de móveis na região de Mirassol, onde foi feito o levantamento de dados para esse segmento, esse valor é maior ainda, é de 25% devido a um acordo entre o sindicato e as empresas da região.

A segunda variável, área construída é devido a eventual necessidade de criação de estoques intermediários.

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 do produto final.

A Tabela 43 e a Tabela 44 apresentam os resultados das 5 empresas de calçados e das 5 empresas de móveis respectivamente, para cada empresa tem-se duas colunas a primeira coluna é a divisão de custos sem a modulação de carga e a coluna 2 é a simulação dos custos da empresa 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 que foi utilizado para a simulação de cada empresa.

6.1.6 Calçados

A Tabela 43: Resultados do Consumidor – Empresas de Calçados, 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 que invariavelmente aumentou para todas as empresas devido ao acréscimo de 20% para aqueles funcionários que foram simulados trabalhando a partir das 22:00 horas. O custo com estoque também cresceu devido ao deslocamento da produção das 18:00 horas para as 6:00 horas da manhã. O custo com a área construída não teve impacto, pois esse custo não foi informado pelas

empresas entrevistadas, a única empresa que informou, Empresa 5, foi tão pequeno que se perdeu nas duas casas decimais depois da vírgula utilizada na tabela.

A energia elétrica teve o seu custo reduzido referente ao desconto de 16,19% na tarifa.

Por exemplo a 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 uma relação de 34 vezes, e com modulação 22,59% para 0,60% da energia ou seja essa relação foi para 38 vezes representando um aumento maior na mão de obra do que o desconto que foi dado para a energia elétrica, inviabilizando a modulação de carga.

Tabela 43: 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 matéria 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 m ²	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 44: Resultados do Consumidor – Empresas de Calçados Diferença Percentual com a Modulação de Carga, 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 com estoque.

Tabela 44: 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 matéria 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 m ²	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%

6.1.7 Móveis

A Tabela 45: Resultados do Consumidor – Empresas de Móveis, 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 que invariavelmente aumentou para todas as empresas devido ao acréscimo de 25% para aqueles funcionários que foram simulados trabalhando a partir das 22:00 horas. O custo com estoque e área construída não foram informados pelas empresas de móveis.

Tabela 45: 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 matéria 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 46: Resultados do Consumidor – Empresas de Móveis - Diferenças Percentual com a Modulação de Carga, 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 com estoque.

Tabela 46: Resultados do Consumidor – Empresas de Móveis - Diferenças 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 matéria 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 m ²	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%

7 Estado da arte dos custos marginais e metodologias para cálculos tarifários

7.1 Introdução

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 a altas tensões do que a baixas tensões. Também, incrementos de demanda durante certos períodos de tempo podem requerer uma expansão da capacidade de produção, transmissão ou distribuição a fim de que se mantenha um nível de confiabilidade adequado, enquanto que durante outros períodos estes incrementos 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 dos consumidores.

As tarifas horosazonais, que diferenciam o consumo segundo postos tarifários horários e sazonais e se baseiam nos custos marginais do fornecimento, constituem a proposta tarifária mais avançada que se formulou até hoje. Este tipo de tarifa tem sido aplicado principalmente a consumidores de médio e grande porte; os recentes avanços tecnológicos no campo da medição, que tem resultado em reduções substanciais de custo nesta atividade, tem começado a estender o campo de aplicação destas tarifas também para consumidores de menor porte (NIPE/UNICAMP, 2004).

Os contratos de fornecimento interruptível no período da ponta são assinados com consumidores industriais que concordam em ter suas cargas interruptíveis desligadas por um determinado período de tempo, durante o período da ponta. 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, que aumentam sua posição competitiva.

Na busca de metodologias tarifárias mais eficientes, o Governo Federal, através do Decreto nº 86.463, de 13/10/1981, definiu uma estrutura tarifária para a energia elétrica no país com base nos custos marginais do setor. Este processo iniciou-se em 1979, com o patrocínio do Banco Mundial e a assistência técnica da Electricité de France - EDF.

Desde a primeira metade da década de 1980 existem no setor elétrico brasileiro duas tarifas horosazonais: a azul e a verde. Em termos gerais, esta estrutura tarifária horosazonal no País – tarifas verde e azul - tem se mantido desde a sua implantação até hoje, praticamente sem alterações substanciais.

Apresenta-se, neste capítulo, uma revisão crítica da atual estrutura tarifária para energia elétrica no País e algumas possibilidades de avanços metodológicos no cálculo de custos marginais e das tarifas horosazonais, que nelas se baseiam, além de uma discussão das perspectivas de implantação de tarifas especiais para fornecimentos interruptíveis.

Analisa-se, no capítulo, os atuais procedimentos de cálculo dos custos marginais de geração e a formulação das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD).

Para subsidiar as propostas do capítulo, efetuam-se comparações, entre países, das tarifas de energia elétrica e da carga tributária nelas embutida.

7.2 Tarifas horosazonais no Brasil

7.2.1 Histórico

Em 1957 se estabeleceu o marco inicial do processo de definição de tarifas, através da publicação do Decreto 41.019, de 26/2/57 com as principais características: a) regulamentava os serviços de energia elétrica; b) no capítulo VII, artigos 163 a 177 tratava do assunto tarifas, com definição do serviço pelo custo para os próximos 3 anos; c) garantia a remuneração da Empresa sobre o investimento remunerável; d) vedava 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 %; e
- 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 binômica 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, ligadas ao investimento e remuneração e tarifa de energia para as 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 relativa 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 (exclusiva 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 em que o consumidor está conectado. (Amendola, 2004)

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 aflúências 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, etc. (BITU & BORN, 1993)

Em 1974 através do Decreto lei 1383 de 26/12/1974 o governo efetuou uma profunda reformulação na estrutura tarifária em todo o território nacional, implantado 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 nas diversas regiões do país, refletindo o custo do serviço efetivo das concessionárias. Para compensar ganhos ou perdas de receita das empresas foi criada a RGG Reserva Global de Garantia como mecanismo de transferência de recursos entre as empresas com a intenção de desenvolver as regiões menos favorecidas, onde empresas que demonstravam taxa de remuneração média inferior a 10%, recebiam recursos deste fundo ; conseqüentemente as mais rentáveis emprestavam 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, como conseqüência desta política instalou-se uma forte crise financeira no setor. A necessidade de investimentos em expansão para o sistema elétrico, dificuldades na acumulação de recursos próprios em função das tarifas impôs 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 existente, programando suas demandas para horários e estações do ano em que o custo de produção de energia fosse mais baixo. 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)

A metodologia marginalista, no Brasil, foi desenvolvida no Ministério das Minas e Energia em Programação Conjunta DNAEE/ELETOBRÁS/Concessionárias de Energia Elétrica, consultoria da Electricité de France – EDF e apoio do Banco Mundial de 1977 a 1979 foi realizado 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”, cujos estudos resultaram as tarifas com base nos custos marginais de fornecimento. A aplicação dessas tarifas, tarifas horo-sazonais, iniciada em 1982 trouxe benefícios substanciais tanto para o consumidor quanto para as concessionárias e para o setor elétrico. (DNAEE, 1985)

Esses estudos resultaram em 3 tipos de tarifas azul e verde – binômia e amarela – monômia.

O Decreto Federal 86463/81 “Tarifas horo-sazonais” – 13 de outubro de 1981

Art. 14 – 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.

A portaria nº 046 de 14/01/1982, do Ministério das Minas e Energia determinou 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 em ocorreu em 05/11/1984 com a Portaria 165/84. XXII – a aplicação das tarifas horo-sazonais será obrigatória a partir das seguintes datas A1, A2 e A3 janeiro de 1986 e A4 e AS janeiro de 1987.

A nova estrutura de tarifação horo-sazonal estabelecida pelo DNAEE através da Portaria 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 necessária 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 8631 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. Eliminou as Tarifas de fornecimento unificadas no território nacional.

Em 1999 a Resolução 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

7.2.2 Custos Marginais

A teoria de custos marginais, custo marginal, custo de fornecimento para atender a um consumo unitário adicional ao existente, quer num ponto da rede, quer numa hora determinada, quer num dado período do ano, informa o custo que será incorrido pelo sistema elétrico para atender o crescimento do consumo, obtido o custo do fornecimento, nas diversas horas do dia, nos diversos períodos do ano e nos diversos pontos de rede, pode-se estabelecer uma base tarifária que induza o consumidor a buscar consumo onde a energia elétrica é mais barata para ser produzida. (DNAEE, 1985)

Do ponto de vista de alocação ótima dos recursos disponíveis, segundo a teoria econômica, o ideal seria se ter tarifas de energia elétrica que representassem exatamente os custos marginais do fornecimento. Tarifas iguais aos custos marginais, no entanto, não garantem um equilíbrio econômico financeiro para as concessionárias de energia elétrica, já que quando os custos marginais são crescentes, como tem ocorrido, por exemplo, na atividade de geração no Brasil nos últimos anos, os lucros das concessionárias tendem a ser excessivos, onerando os consumidores, e quando os custos marginais são decrescentes, como tem sido comum, no Brasil e no exterior, nas atividades de transmissão e distribuição, ocorre o inverso, implicando, eventualmente, em pesados prejuízos para as concessionárias. Para evitar este problema, adota-se em vários países, inclusive no Brasil, a chamada tarifa integrada. (Bitu & Born, 1993)

Tarifa integrada é aquela que satisfaz as condições de equilíbrio econômico-financeiro da empresa concessionária, sinaliza ao consumidor a direção do uso racional e da conservação de energia elétrica e atende a princípios de eficiência, igualdade e justiça, estabilidade, modicidade, além de considerar os objetivos específicos atribuídos ao setor de eletricidade. (Bitu&Born, 1993)

Nesta abordagem, a estrutura de custos marginais serve para definir as chamadas tarifas de referência. Estas, por seu turno, são ajustadas, para cima ou para baixo, para prover o retorno financeiro estipulado, pelo órgão regulador, para os agentes cujas atividades sejam reguladas, para implantar eventuais subsídios cruzados determinados pela legislação vigente e para propiciar algum possível gradualismo em transformações tarifárias, para que, se possível, não hajam “choques tarifários” para os consumidores (TURVEY & ANDERSON, 1977).

Estes ajustes, que definem a estrutura e o nível final das tarifas, são normalmente feitos na seqüência apresentada e podem se efetuados de uma forma inversamente proporcional à elasticidade-preço dos diversos grupos tarifários, ou, então, da forma mais homogênea possível, buscando se distorcer o mínimo possível a estrutura tarifária sinalizada pelos custos marginais. A primeira destas opções é a mais eficiente, do ponto de vista alocativo, segundo a teoria microeconômica, mas é a segunda opção que é normalmente adotada, pois é a que causa menores incrementos tarifários aos pequenos consumidores, de baixa elasticidade-preço. (Jannuzzi&Bajay, 2004)

Não se deve perder de vista, também, que tarifas iguais aos custos marginais do fornecimento de energia elétrica só correspondem ao ótimo social de Pareto se, na economia como um todo e no mercado dos energéticos, houver um bom nível de competição e se todos os agentes, sobretudo do mercado de energéticos, praticarem preços que reflitam seus custos marginais. Como estas hipóteses não se verificam, na íntegra, em nenhum setor elétrico “real”, as tarifas, além de se balizarem pelos custos marginais, tem que ser “temperadas” pelos custos de oportunidades refletidos pelo mercado e/ou impostos pelos órgãos reguladores. (Jannuzzi&Bajay, 2004)

As tarifas horosazonais, que diferenciam o consumo segundo postos tarifários horários e sazonais e se baseiam nos custos marginais do fornecimento, constituem a proposta tarifária mais avançada que se formulou até hoje. Este tipo de tarifa tem sido aplicado principalmente a consumidores de médio e grande porte; os recentes avanços tecnológicos no campo da medição, que tem resultado em reduções substanciais de custo nesta atividade, tem começado a estender o campo de aplicação destas tarifas também para os pequenos consumidores. (Jannuzzi&Bajay, 2004)

7.2.3 Tipologia das Tarifas

As tarifas de energia elétrica podem ser classificadas em tarifa monômnia, que são as tarifas de energia elétrica constituídas por preços aplicados ao consumo de energia elétrica ativa e a tarifa binômnia que são constituídas por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável. (Resolução ANEEL 456/2000)

A tarifa binômnia é constituída por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e a demanda faturável. Pode ser considerada tanto na estrutura tarifária convencional ou na horo-sazonal, na convencional aplica tarifas de consumo e demanda independente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano enquanto que a horo-sazonal considera essa diferenciação. A estrutura tarifária horo-sazonal é dividida em azul e verde.

7.2.4 Tarifas Azul e Verde

A tarifa azul será aplicada considerando 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. 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)

A portaria nº 046 de 10/01/1982, do Ministério das Minas e Energia 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, e aos concessionários de serviços públicos que estruturassem seus sistemas de medição, leitura e faturamento. O estudo “Estrutura Tarifaria 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 ao nível dos 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) e continuava o estudo para a aplicação no grupo A4. Com a aplicação 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%, e houve uma substancial redução de receita que foi agravada pelo fato de não ter havido compensação nas compras de energia e demanda.(ASAAD et al., 1984)

A implantação da estrutura de tarifação horo-sazonal estabelecida pelo DNAEE através da Portaria 033, de 11/02/88, na CPFL foi considerada uma redução no faturamento de 1,75% o que correspondia na época a 0,7% na receita total da empresa. Os tipos considerado para o estudo foram TSV – Tarifa simples verde, THV – Tarifa Horária

Verde, THA – Tarifa Horária Azul comparados com a Tarifa Binômica Convencional estrutura anterior.(CPFL,1988)

7.2.5 Tarifa Amarela

A tarifa amarela é uma tarifa monômnia 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, COPEL entre outras, chegaram a elaborar estudos e, até mesmo, projetos piloto de implantação da chamada tarifa amarela, que é uma versão mais simplificada de tarifa horosazonal, para consumidores, residenciais e comerciais, de menor porte. Nenhuma delas, no entanto, implantou, de uma forma definitiva, esta opção tarifária.

A COPEL iniciou os estudos em 1994 para a aplicação da tarifa amarela, e em outubro e novembro de 1996 foi aplicada, numa amostra de 350 convidada a participar, nos 333 clientes residenciais com 95% de adesão. Os preços praticados utilizados foram acréscimo de 223,7% no valor da tarifa na ponta e desconto de 46,1% fora da ponta.

Por determinação da ANEEL os clientes pagaram o menor valor entre as tarifas normal e amarela. Os resultados imediatos, após implantado, na conta de energia de 229 medições válidas, faturas com desconto 152 clientes 66% e fatura com acréscimo 34%. Verificado 8 meses depois o universo com desconto era de 45%, a redução da ponta em 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% dos clientes aderiram motivados pelo sinal preço. É mais interessante para quem utiliza mais de forma intensiva. O trabalho apresenta também uma análise de benefício custo e conclui que a tarifa amarela é inviável para a concessionária.

Em 1998 a COPEL estendeu o programa para uma outra amostra de 900 clientes que somados ao 250 do piloto totalizaram 1150, desse total em 2000 920 permaneceram optantes. Os resultados foram um aumento de consumo de 4,6% fora da ponta, contra 1,4% de uma amostra semelhante na tarifa convencional; Redução no valor da fatura em 8%, para aqueles com consumo superior a 500 kWh; A pesquisa de satisfação apontou 70% 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)

Experiência da CELPA em estudo de tarifa diferencia no período de racionamento de energia – Aumento de mercado com sinalização tarifária apresentou os princípios para implantação da tarifa amarela:

São opcionais e de livre escolha do consumidor;

Deverão incentivar o uso fora do horário de ponta;

Deverão cobrir os custos marginais da CELPA;

Deverão 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;

Deverão promover um desconto na fatura em função da sua modulação de carga;

Deverão evitar perdas econômicas e receita;

Os valores estão calculados para os valores vigentes em 2002 definidos pela ANEEL pela resolução 623/2001 de 21/12/2001 e serão atualizados pelos índices verificados a partir de então. (TUPIASSÚ & LIMA, 2002)

7.2.6 Subsídios Cruzados

O subsídio ao consumo de energia elétrica, com objetivos de desenvolvimento regional, deve ser analisado em termos de suas conseqüências no desenvolvimento econômico local e nacional, seu impacto redistributivo e suas implicações na eficiência econômica global. Uma política de tarifas reduzidas de energia elétrica em regiões menos desenvolvidas pode ser viabilizada pelo aporte de recursos públicos ou pela prática de subsídios cruzados. Do ponto de vista da teoria econômica, os subsídios a produtos ou insumos específicos não são recomendáveis. Na prática, entretanto, a administração de um programa de subsídio direto a indústrias específicas é politicamente complicada. Como no caso de consumidores de baixa renda, pode ser conveniente se recorrer a subsídios nas tarifas de energia elétrica.

A adoção de uma política de preços reduzidos de energia elétrica não garante o desenvolvimento industrial de uma região, o qual vai depender de muitos outros fatores, especialmente da disponibilidade de mão-de-obra especializada, do custo dessa mão-de-obra, de eventuais incentivos fiscais e da existência de uma adequada infraestrutura. No caso de indústrias eletrointensivas, cujos gastos com eletricidade influem significativamente nos custos de produção, a questão da energia elétrica subsidiada transcende à problemática do desenvolvimento regional. A competitividade internacional dessas indústrias cada vez mais depende da manutenção de preços reduzidos de energia elétrica, uma vez que muitos países subsidiam o consumo desses setores. Mesmo o Brasil, onde a energia elétrica é relativamente barata, vem adotando, há mais de duas décadas, políticas tarifárias especiais para os consumidores eletrointensivos.

Em qualquer caso, a decisão de tarifar a energia elétrica em desacordo com seus custos marginais deve ser tomada com cuidado e com claro conhecimento de suas conseqüências, em termos de eficiência econômica.

O trabalho Subsídios Cruzados/Estrutura Tarifária (ANTUNES et al. 2002), consistiu em calcular as tarifas de referência para as Regiões SE e CO, as diferenças entre as tarifas de referência e as tarifas praticadas definiram os subsídios cruzados:

A tarifa média do subgrupo A1, tensão de fornecimento superior a 230 kV, deveria sair de 71,39 R\$/MWh, se não houvesse nenhum subsídio, a tarifa do subgrupo A1 deveria ser hoje 80,53 R\$/MWh em média, mostrando um subsídio de 9,14 R\$/MWh., no A1 a tarifa atual não cobre nem esses custos, ou seja a D/C paga para atender esse consumidor do SE/CO, o subsídio médio do A1 do Sul é de 11,3 %.

A tarifa do subgrupo A2, tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV, deveria ser hoje 91,99 R\$/MWh em média, mostrando um subsídio de 13,08 R\$/MWh ou 14,2%. A tarifa atual do subgrupo A2 não cobre as despesas pagas a outros fornecedores ou encargos não relacionados ao serviço de distribuição/comercialização, ou seja a D/C paga para atender esse mercado.

Observe que o preço médio do A3, tensão de fornecimento de 69 kV, deveria sair de 100,25 R\$/MWh. Se não houvesse nenhum subsídio, a tarifa do subgrupo A3 deveria ser hoje 117,86 R\$/MWh em média, mostrando um subsídio de 17,63 R\$/MWh. O subsídio médio do A3 é de 15,0%.

A margem de comercialização do A3a, tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV, é muito pequena, ou seja a tarifa praticada, de 130,21 R\$/MWh está muito próxima da tarifa de referência, de 135,70 R\$/MWh. o subsídio existente está em torno dos 4%.

Se fosse corrigida a estrutura, o preço final do A4, tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV, deveria passar de 137,82 R\$/MWh para 174,22 R\$/MWh, isto é, um aumento de 26,41%,

Se não houvesse nenhum subsídio, a tarifa do subgrupo AS, tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV a partir de sistemas subterrâneos, deveria ser hoje 198,18 R\$/MWh em média, mostrando um subsídio de 21,77 R\$/MWh., o que equivale a 11,0 %.

As tarifas praticadas no subgrupo B1, residencial, estão bem acima das tarifas de referência, ou seja, neste subgrupo não existe subsídio e sim um sobrepreço de 20,96 R\$/MWh, o equivalente a 11,6%.

A tarifa de referência do subgrupo B2, rural, é de 164,02 R\$/MWh enquanto a tarifa praticada está 111,55 R\$/MWh. Ou seja, existe um subsídio de 32,0%, ou 52,48 R\$/MWh.

As tarifas praticadas no subgrupo B3, demais classes, estão bem acima das tarifas de referência, ou seja, neste subgrupo não existe subsídio e sim um sobrepreço de 37,29 R\$/MWh, o equivalente a 21,9%.

A tarifa do subgrupo B4, iluminação pública, um dos mais subsidiados deveria ser hoje 155,08 R\$/MWh, em média, mostrando um subsídio de 49,27 R\$/MWh, o que equivale a 49,27%.

Os subgrupos B1 e B3 são os que suportam os subsídios dos demais. As tarifas estão desajustadas e os subsídios cruzados são nocivos. É imperativa a correção da estrutura das tarifas, pois os sinais econômicos equivocados implicam em alocação inadequada dos recursos e perda de receita para as distribuidoras e comercializadoras. É também necessário definir forma de reajuste de cada subgrupo tarifário.(ANTUNES et al. 2002)

7.2.7 Tarifa da Madrugada

O projeto, Projeto Piloto – Tarifa da Madrugada - COPEL, foi aplicado para consumidores comerciais atendidos em baixa tensão da classe B3, aplicando-se dois valores de tarifa uma para o período da madrugada 50% inferior a tarifa convencional aplicada a B3, entre as 23:00 e 7:00 horas, e outra para o período fora da madrugada das 7:00 as 23:00 horas, cujo valor era 10% superior a B3. Foram selecionados 100 consumidores que tinham como atividade principal a panificação, sendo 50 com fornos elétricos e os outros 50 fornos a gás ou lenha. A COPEL iniciou um trabalho em setembro de 1998 com uma pesquisa realizada em panificadoras que entre outros resultados apontou que cerca de 60% das panificadoras não tinham qualquer produção de madrugada, porém somente 20% tinham o interesse de produzir de madrugada e entre aqueles que tinham interesse apontavam uma expectativa de redução de tarifa de mais de 40%. As vantagens de produzir de madrugada não sinalizavam uma percepção de redução de custo unitário do produto e sim possibilidades de aumento de produção e faturamento, por outro lado as desvantagens estavam em fatores econômicos, alto custo da mão de obra em função de encargos sociais.

O projeto teve seu início em janeiro de 2000 e até junho de 2000 existiam 72 consumidores ligados com a tarifa da madrugada. A avaliação foi feita em 44 consumidores, 6 meses após a implantação, através de comparação com outra amostra de mesmo número de consumidores que se mantiveram na tarifa convencional os

resultados foram de aumento médio de consumo de 1,35% para as panificadoras que aderiram a tarifa da madrugada e redução de 2,05% para os consumidores da tarifa convencional.

O faturamento para o consumidor será sempre o menor entre o calculado com a tarifa da madrugada e o calculado com a tarifa convencional. O trabalho recomenda o cálculo de perda de receita no faturamento. (LOBO et al., 2000)

A experiência da CELPA em estudo de tarifa diferencia no período de racionamento de energia – Aumento de mercado com sinalização tarifária, com o objetivo de antecipar o mercado de uso de eletrodomésticos na madrugada, considerado como período de carga leve tanto para o sistema da concessionária como no região do projeto, propõe-se a Tarifa da Noite ou Tarifa da Madrugada de 00:00 as 7:00 com um desconto nesse horário de 15% na tarifa convencional. Essa opção será limitada a consumidores cujo consumo seja superior a 1000 kWh/mês e deverá antecipar o mercado de ar condicionado. Os resultados da simulação foram consumo médio de 73% durante o dia e de 27% de madrugada representando um desconto final na fatura de 4%. (TUPIASSÚ & LIMA, 2002)

7.2.8 Conclusão

As tarifas horo-sazonais não tiveram nenhuma outra evolução desde a implantação das tarifas azul e verde. Os estudos com outras tarifas, como por exemplo a tarifa da madrugada, mostraram grande potencial para desenvolvimento de um maior número de estudos nesse sentido visando a sua implantação, já que provem um melhor aproveitamento dos ativos instalados e as experiências das concessionárias apresentaram resultados de satisfação do consumidor com essa tarifa.

Várias experiências foram feitas com a tarifa amarela, também com resultados satisfatórios para o consumidor. Em todas as experiências a grande dificuldade apontada foi a perda de receita da concessionária, que acaba no desinteresse da concessionária em implantar qualquer tipo de nova tarifa.

Os subsídios cruzados mostrou que os subgrupos B1 e B3 tem subsidiado os demais subgrupos distorcendo os valores tarifários por classe de tensão de fornecimento.

7.3 Custos Marginais de Geração

Entende-se por custo marginal de geração a relação entre o acréscimo de custo total no sistema de geração, necessário para suprir um incremento do mercado de energia elétrica, e este incremento de mercado. Este custo é usualmente expresso em unidades monetárias por unidade de energia (\$/MWh) (Fortunato *et alii*).

O conceito de custo marginal de geração é utilizado no planejamento da expansão e da operação de sistemas geradores, nos quais pode-se distinguir três tipos de custos marginais:

- Custo Marginal de Operação - CMO, ou de curto prazo;
- Custo Marginal de Expansão - CMLP⁹, ou de longo prazo; e
- Custo Marginal de Dimensionamento - CMD, ou de muito longo prazo.

O Custo Marginal de Operação é o custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender a um acréscimo de carga no sistema através das usinas existentes, ou seja, sem adicionar novas usinas ao mesmo. O acréscimo de carga é suprido, num sistema hidrotérmico, através da diminuição de vertimentos nas usinas hidrelétricas (custo zero),

através de maior geração nas usinas termelétricas existentes, ou através de um aumento do déficit esperado.

O Custo Marginal de Expansão é o custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender a um acréscimo de carga no sistema através da incorporação ao mesmo de uma nova usina geradora.

O Custo Marginal de Dimensionamento representa o valor presente dos custos marginais futuros de expansão do sistema em um horizonte de 20 a 30 anos. É utilizado para valorizar economicamente os benefícios energéticos de uma usina geradora ou em análises econômicas de dimensionamento de usinas. (Fortunato *et alii*).

No tocante ao Custo Marginal de Operação (CMO), cabe observar que este depende da política de operação térmica e de intercâmbio de energia entre os subsistemas e seus ganhos advindos do sistema interligado. Sendo assim, o valor do CMO depende da fonte que atenderá ao incremento de carga no sistema.

Atualmente, o CMO é calculado por meio de um modelo que simula o despacho econômico (NEWAVE), a partir da resolução de um problema de programação matemática onde a função objetivo é a minimização da soma de duas classes de custos (imediato e futuro), sujeito a restrições relacionadas ao balanço hídrico, atendimento à demanda, limites de armazenamento e turbinamento e limites de geração térmica. O CMO nada mais é que o multiplicador simplex da restrição de atendimento à demanda. (Duarte & Mendonça, 2003)

A estrutura tarifária baseada em custos marginais proposta pelo DNAEE-Eletróbrás em 1981 prevê o cálculo dos custos marginais de geração, a longo prazo, de capacidade, $CMLP_c^g$, em R\$/kW.ano, e de energia, $CMLP_e^g$, em R\$/MWh, através da resolução do seguinte conjunto de equações:

$$CMLP_c^g = CIP - 8,76 \cdot FC \cdot CMLP_e^{gp} \quad (1)$$

$$CMLP_e^g = CMLP^g - CMLP_c^g \cdot P_T / (8,76 \cdot Q_T) \quad (2)$$

$$CMLP_e^g = \beta \cdot CMLP_e^{gp} + (1 - \beta) CMLP_e^{gfp} \quad (3)$$

$$CMLP_e^{gp} = \alpha \cdot CMLP_e^{gfp} \quad (4)$$

onde:

CIP = custo anual unitário de instalação da usina de referência para atendimento de ponta, em R\$/kW.ano;

FC = fator de capacidade desta usina de referência;

$CMLP_e^{gp}$ = componente de energia do custo marginal de geração, a longo prazo, no período da ponta, em R\$/MWh;

$CMLP_e^{gfp}$ = componente de energia do custo marginal de geração, a longo prazo, no período fora da ponta, em R\$/MWh;

$CMLP^g$ = custo marginal de geração a longo prazo, em R\$/MWh;

P_T = potência total adicionada ao sistema durante o horizonte de planejamento, em MW;

Q_T = acréscimo do requisito de energia no período de planejamento, em MW ano;

β = parcela de tempo representada pelo período de ponta;

α = diferença relativa entre os custos marginais de energia na ponta e fora da ponta.

O componente de energia do custo marginal de geração, a longo prazo, é uma média ponderada dos valores deste componente nos períodos da ponta e fora da ponta. CIP , FC , $CMLP^g$, P_T , Q_T , β e α são parâmetros na resolução do sistema de equações acima, fornecidos por outros estudos.

A análise do sistema de equações (1) a (4) permite concluir que a solução proposta pelo DNAEE-Eletróbrás para a diferenciação do custo marginal de longo prazo entre ponta e energia procura valorizar a capacidade de ponta das usinas geradoras pelo custo de construção de usinas especializadas para a operação em ponta.

Existem questões físicas que levam a um custo marginal de energia mais elevado nos períodos de ponta. Os dois principais motivos são:

- (i) a elevação do canal de fuga reduz a altura líquida de queda disponível para as turbinas e, conseqüentemente, o rendimento energético da usina;
- (ii) a necessidade de se turbinar uma quantidade de água acima do ponto ótimo do conjunto turbo-gerador.

Para efeitos tarifários, o custo marginal de geração a longo prazo, $CMLP^g$, em R\$/MWh, era calculado, pelo já extinto Grupo Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (GCPS), coordenado pela Eletróbrás, através do método do custo incremental médio, equação (5), levando em conta as variações da energia disponível e do custo anual de investimento e de operação e manutenção (O&M), custo da geração térmica e custo do déficit em cada um dos anos, do sexto ao décimo, do plano decenal de geração do setor elétrico brasileiro, ocasionadas por uma variação incremental de carga no início do plano, sustentada durante todo o horizonte de planejamento.

$$CMLP^g = \frac{\sum_{j=1}^6 (\Delta CGT + \Delta CI + \Delta CD) / (1+a)^j}{\sum \Delta q_j / (1+a)^j} \quad (5)$$

onde:

ΔCGT = variação do custo da geração térmica, em R\$/ano;

ΔCI = variação do custo anual de investimento e de O&M, em R\$/ano;

ΔCD = variação do custo do déficit, em R\$/ano;

Δq = variação da energia disponível, em MWh/ano; e

a = taxa de atualização.

As variações dos parâmetros que compõem a equação (5) eram obtidas com o auxílio do programa NEWAVE, utilizado pelo GCPS na elaboração dos planos decenais do setor elétrico nacional, igualando-se os custos marginais de operação e expansão após a imposição de uma variação incremental de carga. Para se obter os valores de custo anual de investimento e de O&M, multiplica-se cada investimento previsto no plano decenal por uma taxa anual que representa a soma da taxa anual de depreciação, taxa anual de remuneração do capital e taxa anual de operação e manutenção.

Segundo Duarte e Mendonça (2003), as mudanças ocorridas na estrutura da indústria de energia elétrica brasileira no final do século passado fizeram com que esta metodologia fosse substituída, em decorrência da existência de um ambiente

competitivo no segmento de geração, o que implicou em que o indicador da viabilidade econômica de um projeto passasse de custo para o preço.

A necessidade de se ter uma nova forma de calcular o CMLP⁹ fez com que, nos últimos anos, o Comitê Técnico para Desenvolvimento da Oferta (CTDO), do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), sucessor do GCPS, adotasse a metodologia do Custo Médio Ponderado de Geração (CMPG) como uma aproximação do CMLP⁹, conforme calculado pela equação (5); a hipótese implícita nesta metodologia é que, no longo prazo, a quantidade ofertada situa-se no ponto mínimo da envoltória do Custo Médio de Longo Prazo, que é igual ao Custo Marginal de Longo Prazo. O CMPG é obtido à partir dos custos unitários de geração das diversas novas fontes de geração, ponderados pela sua participação no plano decenal (Duarte, 2001).

Um ponto importante a se destacar é que a adoção do CMPG como o CMLP⁹ implica em duas mudanças no critério de planejamento da expansão. A primeira se refere à maneira de se determinar o Custo do Déficit de Energia (CDE), que é o custo associado ao não atendimento da energia elétrica demandada. No critério antigo, este parâmetro era obtido implicitamente, a partir da condição de otimalidade ($CMLP^9 = CMO$) para o atendimento de uma carga sujeita a um risco de déficit não superior a 5% a.a. (Duarte & Guido, 2003). Entretanto, a substituição do CMLP⁹ pelo CMPG implica na necessidade de ser calculado o efetivo custo de não atendimento de energia elétrica ao mercado, isto é, precisa-se construir uma função custo de déficit que estime o impacto econômico para a sociedade de uma escassez de energia elétrica.

Estudos do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) apresentaram uma metodologia para calcular o CDE a partir do produto entre o coeficiente de elasticidade do PIB e o Consumo de Energia Elétrica (CEE) e a relação entre o PIB e o CEE de um ano de referência. A determinação do coeficiente de elasticidade foi feita a partir de um modelo de regressão linear a partir das diferenças entre os logaritmos do PIB a preços constantes e do CEE. (CEPEL, 2001). A segunda mudança é consequência da primeira, qual seja a não necessidade de utilização do critério de suprimento de energia baseado na probabilidade anual de déficit de energia ou risco anual de déficit de energia do sistema, medida pela frequência relativa das seqüências hidrológicas que acarretam déficit no ano, não exceder a 5% ao ano. Esta abordagem não tem mais sentido quando o custo do déficit é explícito, uma vez que este é o valor que a sociedade está disposta a arcar qualquer que seja o risco de déficit de energia.

Simulações feitas pela Eletrobrás têm mostrado que as diferenças entre os resultados obtidos pela nova metodologia e as conseguidas com o auxílio da equação (5) não são significativas e a nova abordagem é mais simples, possibilitando um cálculo bem mais rápido³. Apesar desta aparente vantagem e de já ter sido aplicada, pelo CTDO/CCPE, nos três últimos planos decenais, a metodologia do custo médio ponderado de geração para cálculo do CMLP⁹ não foi amplamente discutida entre os especialistas em planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro, não tendo sido, ainda, por conseguinte, devidamente referendada. Destaque-se que parte da simplicidade do novo método se deve ao fato que os custos unitários de geração das usinas termelétricas do plano decenal são calculadas assumindo-se o seu fator de capacidade máximo (Duarte & Mendonça, 2003), o que é uma simplificação questionável para o parque gerador brasileiro, que opera segundo o regime de complementação térmica, em que as usinas

³ Informações obtidas em 16/03/2005, por telefone, com o Eng. Mário Daher, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), um ex-gerente da Eletrobrás, especialista neste assunto.

termelétricas são despachadas somente em períodos de hidrologia desfavorável e atendendo a eventuais restrições de fator de capacidade mínimo, associadas a cláusulas contratuais de um fornecimento anual mínimo dos combustíveis empregados nas usinas.

Além disso, é fundamental se mencionar que os valores de CIP, FC, β e α , nas equações (1) a (4), não tem sido reavaliados desde o início da implantação das tarifas horosazonais – tarifas azul e verde - no Brasil. Isto significa que as percentagens que representam a decomposição do $CMLP^g$ em seus componentes de capacidade ($CMLP_c^g$) e de energia ($CMLP_e^g$) e deste último nos seus sub-componentes na ponta ($CMLP_e^{gp}$) e fora da ponta ($CMLP_e^{gfp}$) estão “congeladas”, na determinação das tarifas azul e verde, desde o início da década de 1980.

7.4 Acesso aos Sistemas de T e D de Energia Elétrica

O Sistema Interligado de Transmissão (SIN) 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.

Segundo os artigos 3º e 4º da Resolução ANEEL nº 067, de 08/06/2004, integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional as instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios:

linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e

transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

Não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT), as instalações que atendam aos seguintes critérios:

linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;

interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e

linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

A Resolução ANEEL nº 281, de 01/10/1999, estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, devidos por todos os usuários, são calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados, por ponto de conexão, de conformidade com as fórmulas indicadas a seguir, definidas no Art. 14 da Resolução no 281:

I – Unidades geradoras:

$$E_g = T_g \times U_g \quad (6)$$

onde:

E_g = encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, em R\$;

T_g = tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição atribuída ao usuário, em R\$/kW;

U_g = montante do uso contratado pelo usuário, em kW;

II – Unidades consumidoras:

$$E_c = T_p \times U_p + T_{fp} \times U_{fp} \quad (7)$$

onde:

E_c = encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, em R\$;

T_p = tarifa de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição no horário de ponta, em R\$/kW;

T_{fp} = tarifa de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição fora do horário de ponta, em R\$/kW;

U_p = montante do uso no horário de ponta, em kW; e

U_{fp} – montante do uso fora do horário de ponta, em kW.

Os montantes de uso associados a unidades consumidoras e concessionárias ou permissionárias de distribuição são determinados pelos maiores valores entre os contratados e os verificados por medição, por ponto de conexão, em cada período tarifário (§ 2º). No caso de concessionárias e permissionárias, os montantes de uso contratados são informados por ponto de conexão e correspondem aos 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 (§ 3º).

Segundo o Art. 15 da Resolução, aplica-se 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 ultrapassagem superior a cinco por cento do montante contratado.

7.5 A Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é constituída por dois componentes, conforme descrito a seguir (artigo 5º da Resolução ANEEL nº 067, de 08/06/2004):

I – TUSTRB: aplicável a todos os usuários do SIN; este componente é calculado de acordo com a metodologia nodal, considerando as parcelas da RAP – Receita Anual Permitida associada às instalações da rede básica do SIN; e

II – TUSTFR: aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as instalações descritas no art. 3º, inciso II, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou que se conecte às instalações a que se refere o art. 4º, 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 1º de outubro 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; e

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 tem 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, tem 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 que entrarão em vigor a partir de 1º de julho de 2012, inclusive.

II – as novas unidades ou aquelas cujo montante de uso do sistema de transmissão contratado tenha se alterado em relação ao ano tarifário anterior, tem 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 01/10/1999, para a obtenção dos encargos dos usuários dos sistemas de transmissão, determina-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:

$$\beta_{Lb} = dF_L/dI_b \quad (8)$$

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:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{\text{LINHAS}} \beta_{Lb} \cdot \text{Cust}_L \cdot \text{Carr}_L \quad (9)$$

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 (9). 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 locais propiciados pelas tarifas nodais.

7.6 Custos Marginais de Distribuição

Todas as linhas que não são exclusivas de geradores ou consumidores livres, nem constituem interligações internacionais, e que possuem um nível de tensão inferior a 230 kV são hoje genericamente denominadas linhas de distribuição. No entanto, perdura, ainda, a desagregação destas em linhas de sub-transmissão, como sendo aquelas com níveis de tensão entre 34,5 e 138 kV, e linhas de distribuição propriamente ditas, como aquelas com níveis de tensão inferiores a 34,5 kV.

Resume-se, a seguir, os dois procedimentos que podem ser utilizados 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. Apresenta-se, então, como se processa o cálculo dos custos marginais de distribuição imputados aos diversos clientes-tipo.

7.6.1 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 faz-se uma regressão linear, utilizando-se o método dos mínimos quadrados, sobre os históricos de obras, considerando-se as quantidades físicas de certos agregados.

A curva adotada nesta abordagem é a seguinte:

$$Y_t = k \cdot X_t^\alpha \quad (10)$$

onde:

Y_t = quantidade do agregado físico a ser incorporada ao sistema elétrico no ano em que se deseja calcular o custo marginal, o ano t ;

k = coeficiente angular dimensional;

X_t = capacidade instalada, no caso dos níveis de tensão de sub-transmissão, e consumo de energia, no caso dos níveis de tensão de distribuição (uma vez que, usualmente, não se dispõe, na distribuição, de histórico da demanda), no ano t ; e

α = coeficiente de rendimento de escala.

No caso de níveis de tensão de sub-transmissão, deve-se trabalhar com os seguintes agregados físicos (Y_t): células de linhas e km de linhas no nível de tensão considerado, células de transformação para este nível de tensão e capacidade instalada das subestações (SE's). A variável explanatória X_t corresponderá ao kVA instalado nas transformações Z/N mais N/T e ao kVA instalado nas transformações N/T, onde N representa o nível de tensão considerado, Z os níveis de tensão à montante e T os níveis de tensão à jusante. "Células de linhas" e "km de linhas" se correlacionam com "kVA instalado N/T" e "células de transformação" se correlaciona com "kVA instalado Z/N mais N/T".

Nos níveis de tensão de distribuição, Y_t deve representar os seguintes agregados: extensão das linhas em média tensão (MT); número de postos de transformação de alta (AT) para média tensão; capacidade instalada AT/MT; extensão das linhas em baixa tensão (BT); número de postos de transformação MT/BT; e capacidade instalada MT/BT. A baixa tensão corresponde aos fornecimentos em 127 ou 220 V. X_t pode ser uma capacidade a ser instalada ou um nível de consumo previsto em estudos de planejamento da expansão da rede de distribuição, ou, se este valor não estiver disponível desta forma, ele pode ser estimado mediante uma projeção a partir de dados históricos, com o auxílio da equação (11):

$$X_t = X_0 \cdot e^{g(t-t_0)} \quad (11)$$

onde:

X_0 = capacidade instalada no ano de referência, ou ano t_0 ; e

g = constante.

As equações 10 e 11 são ajustadas estatisticamente aos dados históricos disponíveis na forma de regressões lineares em logaritmos, conforme indicado nas equações 12 e 13, respectivamente:

$$\ln(Y_t) = \ln k + \alpha \cdot \ln(X_t) \quad (12)$$

$$\ln(X_t) = \ln X_0 + g(t-t_0) \quad (13)$$

Estabelecida a curva representativa de cada agregado físico, a sua derivada representa a variação do agregado em função da variação da capacidade instalada, em um determinado ano:

$$d(Y_t)/d(X_t) = k \cdot \alpha \cdot X_t^{\alpha-1} = \alpha \cdot (k \cdot X_t) / X_t = \alpha \cdot Y_t / X_t \quad (14)$$

O custo médio de expansão da rede de distribuição em um dado nível de tensão em um ano t, Cme_t , é calculado pela equação 15:

$$Cme_t = d(Y_t)/d(X_t) \cdot I_0 = \alpha \cdot Y_t/X_t \cdot I_0 \quad (15)$$

onde I_0 é o custo médio unitário do agregado de obras considerado.

O valor anual de Cme_t , considerando uma taxa anual de remuneração do investimento, a_{rem} , mais uma taxa anual de depreciação do agregado considerado, a_{dep} , e mais uma taxa anual de operação e manutenção deste agregado, $a_{O\&M}$, corresponde ao custo marginal de expansão da rede no nível considerado, no ano t, Cmg_t , conforme indicado na equação 16:

$$Cmg_t = Cme_t (a_{rem} + a_{dep} + a_{O\&M}) = \alpha \cdot Y_t/X_t \cdot I_0 \cdot (a_{rem} + a_{dep} + a_{O\&M}) \quad (16)$$

A grandeza:

$$A = I_0 \cdot (a_{rem} + a_{dep} + a_{O\&M}) \quad (17)$$

é conhecida como custo de antecipação do investimento.

Como no caso de níveis de tensão de sub-transmissão a equação 16 fornece o custo marginal por kVA instalado, e o que se deseja é o custo marginal por unidade de demanda, em kW, é necessário multiplicar o resultado da equação 16 pela relação “kVA instalado/kW passante”, calculada como o valor médio de todas as transformações e considerando o fluxo de carga do ano para o qual se está calculando o custo marginal.

Já no caso dos níveis de tensão de distribuição, o custo marginal calculado pela equação 16 é por unidade de consumo. Para transformá-lo em um valor por unidade de demanda é necessário multiplicá-lo pela duração equivalente média da demanda de ponta do nível de tensão correspondente a cada agregado físico (H).

Essa duração equivalente média da demanda de ponta é calculada fazendo-se uso da tipologia das curvas de carga das SE's AT/MT e transformadores MT/BT. Calcula-se, a partir dessa caracterização da carga, o H, nos níveis de tensão MT e BT:

$$H = \frac{8760}{\sum_{i=1}^J (J_i / FC_i)} \quad (18)$$

onde :

FC_i = fator de carga da rede-tipo “i”;

J_i = participação da energia que transita na rede-tipo “i” na energia total do nível;

i = índice da rede-tipo; e

j = número de redes-tipo no nível de tensão considerado (MT e BT).

7.6.2 Metodologia do custo incremental médio de longo prazo

A metodologia do custo incremental médio de longo prazo se baseia na existência, na empresa concessionária distribuidora analisada, de um plano de investimentos na expansão das redes de sub-transmissão e distribuição, para atendimento do crescimento de carga previsto, satisfazendo critérios pré-estabelecidos de confiabilidade e qualidade do serviço.

Neste caso, o custo médio de expansão da rede de distribuição em um dado nível de tensão, Cme , pode ser calculado pela equação 19:

$$Cme = \frac{\sum_{j=1}^n \Delta I_j / (1+a)^j}{\sum_{j=1}^n \Delta P_j / (1+a)^j} \quad (19)$$

onde :

ΔI_j = investimentos em linhas, no nível de tensão considerado, e transformações para este nível no ano “j”;

ΔP_j = acréscimo de demanda no ano “j”;

a = taxa de atualização; e

j = cada ano do horizonte de planejamento; e

n = número de anos que compõem o período coberto pelo plano de investimentos.

Para o cálculo do custo marginal de expansão das redes de sub-transmissão e distribuição deve-se multiplicar, na equação 19, cada investimento (ΔI_j) pela sua taxa de antecipação, que é constituída pelo somatório da taxa anual de remuneração do investimento (a_{rem}), com a taxa anual de depreciação dos ativos considerados (a_{dep}), mais a taxa anual de operação e manutenção prevista para estes ativos ($a_{O\&M}$); o resultado obtido com a equação 19 modificada desta forma já é o custo marginal (Cmg). Caso estas três taxas sejam as mesmas para todos os investimentos contemplados no nível de tensão considerado, tem-se que:

$$Cmg = Cme (a_{rem} + a_{dep} + a_{O\&M}) \quad (20)$$

7.7 Custo marginal de um consumidor-tipo

Para efeitos tarifários, os consumidores são agregados em certas categorias, denominados consumidores-tipos, que apresentam características semelhantes em termos dos custos marginais a eles imputados (DNAEE, 1985; BITU & BORN, 1993). Apresenta-se, a seguir, de uma forma resumida, os procedimentos de cálculo dos componentes de capacidade e de energia e como eles se compõem para formar o custo marginal de um consumidor-tipo.

7.7.1 Custo Marginal de Capacidade

O custo marginal de capacidade de um consumidor-tipo j no nível de geração, para um posto tarifário horosazonal u , $Cmg_c^g(u, j)$, pode ser definido como:

$$Cmg_c^g(u, j) = CMLP_c^g \cdot R^g(u, j) \quad (21)$$

onde:

o índice g se refere ao nível de geração;

$CMLP_c^g$ = componente de capacidade do custo marginal de geração, a longo prazo; e

$R^g(u, j)$ = responsabilidade de potência de um consumidor-tipo j em um período tarifário u , com respeito à geração.

No setor elétrico brasileiro só se tem implementado tarifas horosazonais, até agora, com dois postos tarifários: ponta e fora da ponta.

O custo marginal de capacidade do mesmo consumidor-tipo, com respeito a um nível de tensão e , situado a montante do ponto de conexão, para o posto tarifário u , $Cmg_c^e(u, j)$, é dado por:

$$Cmg_c^e(u, j) = CMLP_c^e \cdot R^e(u, j) \quad (22)$$

onde:

$CMLP_c^e$ = componente de capacidade do custo marginal de longo prazo no nível de tensão e ; e

$R^e(u, j)$ = responsabilidade de potência de um consumidor-tipo j nas demandas de ponta do nível de tensão e , no posto tarifário u .

O custo marginal total de capacidade de um consumidor-tipo j , no posto tarifário u , $Cmg_c(u, j)$, é a soma do custo de capacidade relativo à geração com os custos de todos os níveis de tensão situados a montante de seu ponto de conexão, estes últimos devidamente multiplicados pelos respectivos fatores de proporção de fluxo, ϕ^e , ou seja:

$$Cmg_c(u, j) = Cmg_c^g + \sum_{e \geq e_j} Cmg_c^e \cdot \phi^e \quad (23)$$

O fator de proporção de fluxo ϕ^e indica a parcela de utilização do nível de tensão e no atendimento da carga do nível de tensão onde o consumidor está conectado. Este fator é facilmente obtido a partir do diagrama unifilar das redes envolvidas e a sua inclusão se justifica pelo fato de que 1 kW solicitado em um nível de tensão não necessariamente passa em todos os níveis a montante.

Um consumidor típico pode associar-se a qualquer rede situada em um nível de tensão a montante do ponto de conexão. A demanda marginal nesse nível dependerá da demanda do usuário nas horas de ponta das redes às quais ele se associa. Define-se horas de demanda de ponta àquelas com demandas superiores a 90 por cento da demanda máxima da rede.

Uma vez que essa associação é aleatória, deduz-se que o valor esperado da potência marginal é a soma das demandas do consumidor típico nas horas de ocorrência de

demanda máxima nas redes, ponderadas pelas respectivas probabilidades de associação do consumidor típico aos diferentes pontos do sistema.

A responsabilidade de potência de um consumidor-tipo j em um posto tarifário u , com respeito ao nível e , situado a montante de seu ponto de conexão, $R^e(u, j)$, é dada por (DNAEE, 1985; BITU & BORN, 1993):

$$R^e(u, j) = \left(1 + \tau_{pju}^e\right) \cdot \sum_{h \in u} \Pi^e(j, h) \cdot P^e(j, h) \quad (24)$$

onde:

$\Pi^e(j, h)$ = probabilidade de que um consumidor marginal do tipo j se associe com as tipologias de rede que atendem o nível e de tensão e que apresentam demanda de ponta na hora h ;

$P^e(j, h)$ = demanda do consumidor-tipo j na hora h de ocorrência de ponta das tipologias de rede situadas no nível e , às quais ele se associa; e

τ_{pju}^e = taxa de perdas marginais de potência no posto tarifário u , acumulada desde o ponto de conexão do consumidor-tipo j até a origem do nível de tensão e em consideração.

Apresenta-se, agora, a dedução da equação 25, elaborada por Pessanha et alii (2004), que permite o cálculo de $\Pi^e(j, h)$.

A probabilidade de associação de um consumidor-tipo j com uma rede-tipo k , no nível e de tensão, $\Pi_{k,j}^e$, é definida como:

$$\Pi_{k,j}^e = \frac{\alpha_k \cdot \beta_{jk}}{\sum_{w \in \Omega} \beta_{jw} \cdot \alpha_w} \quad (25)$$

onde:

$w \in \Omega$ indica todas as redes-tipo que atendem o nível e de tensão;

α_k = probabilidade de ocorrência da rede-tipo k no nível e de tensão, que pode ser definida como a participação da energia da rede-tipo k na energia total que transita no nível e de tensão;

β_{jk} = probabilidade que a rede-tipo k atenda ao consumidor tipo j , que pode ser definida como a parcela da energia da rede-tipo k que atende ao consumidor-tipo j .

A equação 26 representa a probabilidade do consumidor ser do tipo j e ser atendido por uma rede do tipo k , condicionada à probabilidade do consumidor ser do tipo j . Trata-se de uma aplicação do teorema de Bayes, referente à probabilidade condicionada.

Admitindo que as T_k horas de demanda de ponta de uma rede-tipo k sejam equiprováveis, a probabilidade de um consumidor-tipo j se associar às demandas de ponta desta rede tipo é dada por:

$$\frac{1}{T_k} \frac{\alpha_k \cdot \beta_{jk}}{\sum_{w \in \Omega} \beta_{jw} \cdot \alpha_w} \quad (26)$$

Somando-se as probabilidades definidas pela equação 26 para todas as redes-tipo que atendem o nível e de tensão, tem-se a probabilidade de associação do consumidor-tipo j com as redes-tipo que atendem o nível e de tensão e que apresentam demanda de ponta na hora h, $\Pi^e(j, h)$:

$$\Pi^e(j, h) = \frac{\sum_{k \in h} \frac{\alpha_k \beta_{jk}}{T_k}}{\sum_{w \in \Omega} \beta_{jw} \alpha_w} \quad (27)$$

onde $k \in h$ indica todas as redes-tipo com demanda de ponta na hora h e que atendem o nível e de tensão.

7.7.2 Custo Marginal de Energia

O custo marginal de energia de um consumidor-tipo j, em um posto tarifário horosazonal u, $\text{Cmg}_e(u, j)$, é calculado a partir do correspondente componente de energia do custo marginal de geração, a longo prazo, no posto tarifário u, $\text{CMLP}_e^{\text{gu}}$, adicionado das perdas marginais de energia no posto tarifário u, acumuladas desde o ponto de conexão do consumidor-tipo j até o nível de geração, τ_{Eju}^g :

$$\text{Cmg}_e(u, j) = \text{CMLP}_e^{\text{gu}} \cdot E_{ju} \cdot (1 + \tau_{Eju}^g) \quad (28)$$

7.7.3 Custo Marginal Total

O custo marginal total de um usuário-tipo j, em um posto tarifário horosazonal u, $\text{Cmg}(u, j)$, é o resultado da soma dos custos marginais de capacidade e energia, este último expresso na mesma base que o componente de capacidade (BITU & BORN, 1993):

$$\text{Cmg}(u, j) = \frac{\text{Cmg}_e(u, j)}{(\text{Pmax})_j} + \text{Cmg}_c(u, j) \quad (29)$$

onde:

$(\text{Pmax})_j$ = demanda máxima do usuário-tipo j.

7.7.4 Custo Marginal de um Fornecimento Típico

Em um período tarifário determinado, o custo marginal de fornecimento a um usuário típico, caracterizado por sua potência máxima (P) e seu consumo de energia (E), $\text{Cmg}(P, E)$, pode ser simplificada expresso por (MONNIER, 1983; BITU & BORN, 1993):

$$\mathbf{Cmg(P,E) = Cmg_e \cdot E + Cmg_c \cdot f(P,E)} \quad \mathbf{(30)}$$

onde:

$f(P,E)$ = responsabilidade do fornecimento em relação à expansão dos diversos níveis do sistema elétrico.

O parâmetro mais significativo para definição de $f(P,E)$ é a duração do fornecimento, H_u , em horas de utilização da potência máxima, que é expressa pela relação:

$$H_u = \frac{E}{P} \quad \mathbf{(31)}$$

Considerando as características dos fornecimentos típicos, demonstra-se que:

$$\mathbf{f(P,E) = f(H_u) \cdot P} \quad \mathbf{(32)}$$

onde $f(H_u)$ varia exponencialmente entre 0 e 1, segundo a curva da Figura 1.

Dessa forma, o custo marginal de um fornecimento típico pode ser expresso por:

$$\mathbf{Cmg(P,E) = Cmg_e \cdot E + Cmg_c \cdot f(H_u) \cdot P} \quad \mathbf{(33)}$$

Por unidade de potência, tem-se:

$$\frac{Cmg(P,E)}{P} = \frac{Cmg_e \cdot E}{P} + Cmg_c \cdot f(H_u) = Cmg_e \cdot H_u + Cmg_c \cdot f(H_u) \quad \mathbf{(34)}$$

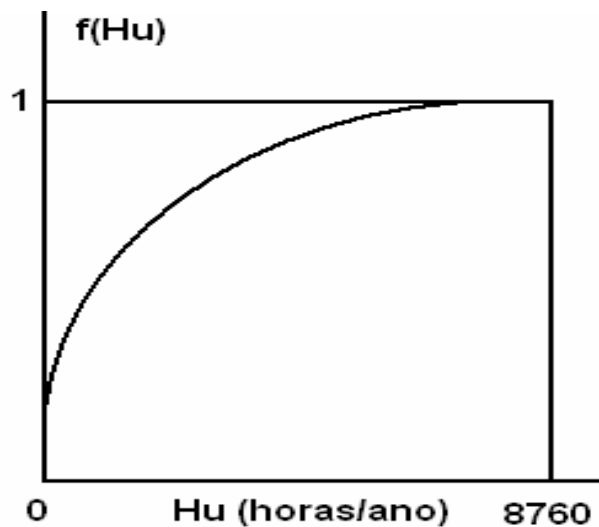


Figura 15: Variação do custo de um fornecimento

7.8 A Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

O atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro estabelece as atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica como monopólios naturais, sendo, dessa forma, fortemente reguladas. Ainda segundo este modelo, o acesso às redes de distribuição é livre e, por este serviço, as empresas distribuidoras são remuneradas pela Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), paga por todos os usuários conectados nas redes com tensão igual ou inferior a 138 kV. Os valores da TUSD são

definidos para cada concessionária distribuidora por nível de tensão e nos postos tarifários ponta e fora de ponta.

A Audiência Pública nº 047/2004, realizada em 10/03/2005 para obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento do ato regulamentar a ser expedido pela ANEEL estabelece as disposições consolidadas relativa ao cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).

A minuta de resolução dessa audiência abrange os custos e encargos que compõem a tarifa de energia elétrica, o critério de repartição desses custos entre consumidores e usuários das redes de distribuição e, também, a metodologia de cálculo e de reajuste dessas tarifas. A ANEEL propôs, nesta audiência pública, se ter a tarifa de fornecimento dividida nos seguintes componentes:

TE (R\$/MWh) – Tarifa de Energia Elétrica;

TUSD Fio (R\$/kW) – Custo incorrido no transporte da energia elétrica, que visa:

I – a remuneração dos ativos necessários para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica; e

II – a cobertura dos custos operacionais eficientes estabelecidos;

TUSD Encargos do Serviço de Distribuição (R\$/kW) – custo dos encargos vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica:

I – quota da Reserva Global de Reversão - RGR;

II – encargos de conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição;

III – encargos do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS;

IV – custo relativo às perdas reconhecidas regulatoriamente;

V – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; e

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

TUSD – CCCS/SE/CO; TUSD – CCCN/NE; TUSD – CCC isolado (R\$/MWh), relativas a estas três Contas de Consumo de Combustíveis Fósseis;

TUSD CDES/SE/CO ou TUSD CDEN/NE (R\$/MWh) – Conta de Desenvolvimento Energético;

TUSD PROINFA (R\$/MWh) – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas, que exclui sistemas isolados e baixa renda com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês; e

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.

Foram apresentadas várias propostas pelos participantes da audiência pública, principalmente visando a simplificação do cálculo da tarifa de fornecimento. A Resolução não foi publicada até a data de fechamento deste relatório.

A TUSD é a principal fonte de receita das empresas distribuidoras, pois através dela são faturados os encargos de uso dos sistemas de distribuição tanto para os consumidores cativos como para os livres, assim como para as unidades geradoras conectadas nos sistemas de distribuição.

O cálculo da TUSD, em sua versão atual, conforme definido na Resolução ANEEL nº 152, de 2003, e Nota Técnica nº 084/2004-SRD/ANEEL, de 20/08/2004, é realizado em três etapas:

Receita requerida da distribuição;
Custos marginais de fornecimento de potência; e
Tarifas de uso do sistema de distribuição.

7.8.1 Receita Requerida da Distribuição

A receita requerida da distribuição é formada por três componentes: fio, encargo e uso da rede básica.

Componente fio

O componente fio é calculado em duas etapas:

Etapa I – Identifica-se os custos operacionais eficientes e a remuneração de investimentos prudentes em relação à atividade de distribuição de energia elétrica. Os custos operacionais eficientes correspondem àqueles relacionados à Empresa de Referência e à Provisão de Devedores Duvidosos. A remuneração de investimentos prudentes compreende a soma das parcelas referentes à Quota de Reintegração, Remuneração do Capital Próprio e Remuneração de Capital de Terceiros.

Etapa II – Acrescenta-se aos custos e à remuneração dos investimentos, os valores correspondentes às despesas com:

- a. perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica;
- b. quota de Reserva Global de Reversão – RGR;
- c. encargos de conexão e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- d. encargos de uso dos sistemas de distribuição;
- e. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética fio;
- f. PIS/PASEP e COFINS fio; e,
- g. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEEFio.

Os valores referidos nos itens e, f e g são proporcionais às parcelas que constituem o componente fio da Receita Requerida de Distribuição.

Logo, o componente fio compreende a soma dos custos operacionais eficientes, remuneração de investimentos relativos à atividade de distribuição e as despesas listadas na etapa II.

Componente encargo

O componente encargo corresponde à soma dos seguintes itens:

- I. Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- II. Encargos de Serviços do Sistema – ESS;
- III. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa;
- IV. Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de ITAIPU;
- V. Perdas comerciais de energia elétrica reconhecidas no processo de revisão tarifária;
- VI. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética, encargo;

VII. PIS/PASEP e COFINS encargo; e

VIII. TFSEE, encargo.

Para os valores de despesas relativos a TFSEE, PIS/PASEP e COFINS e P&D e Eficiência Energética, são considerados somente os montantes correspondentes ao componente encargo.

Uso da rede básica

O componente uso da rede básica corresponde à receita auferida por meio da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST), em relação ao mercado de referência de demanda.

7.8.2 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 atualmente utilizados no cálculo da TUSD, pela ANEEL, são valores padronizados obtidos por meio de uma média, para o País como um todo, dos custos incrementais de médio e longo prazo (CIMLP). O diagrama unifilar é fornecido pela concessionária e determina a proporção do fluxo de potência entre os níveis de tensão. As tipologias das cargas resultam de campanhas de medidas; elas também são informadas pelas concessionárias.

A partir dos custos marginais de expansão por nível de tensão, que podem ser calculados pela metodologia da “Lei de Quantidade de Obras”, ou pela metodologia do “Custo Incremental Médio de Longo Prazo”, conforme apresentado neste relatório, da proporção de fluxo obtida do diagrama unifilar e das tipologias de carga e rede, calculam-se os custos marginais de fornecimento de potência. O custo marginal de fornecimento de potência, também denominado tarifa de referência de demanda, reflete a contribuição do cliente-tipo na formação da demanda máxima da rede. Estes custos hoje são calculados para os seguintes postos tarifários:

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

II. Posto tarifário fora de ponta: 21 horas não compreendidas no intervalo de tempo do posto tarifário ponta.

7.8.3 TUSD

TUSD aplicável à demanda de potência ativa

Para que o cálculo da TUSD seja realizado de forma proporcional ao componente fio, são necessários ajustes nos valores correspondentes às receitas calculadas a partir dos custos marginais de fornecimento de potência e da demanda máxima obtida das tipologias (mercado de referência de demanda). Desta forma, a receita a ser recuperada deve ser equivalente ao componente fio da Receita Requerida de Distribuição.

A relação entre as tarifas de uso de ponta e fora de ponta é pré-fixada pela ANEEL e tem por objetivo manter a sinalização horária das tarifas vigentes.

TUSD aplicável ao consumo de energia

A tarifa de uso aplicável ao consumo de energia (TUSDc) compreende a relação entre o componente encargo e o mercado de referência de energia. Não são considerados os suprimentos de energia elétrica para outras distribuidoras. Devido à redução na sinalização tarifária, causada pelo processo de realinhamento tarifário, o cálculo de TUSDc com sinalização para os postos tarifários ponta e fora da ponta e períodos seco e úmido, é realizado somente para os consumidores cativos. Para os consumidores livres a TUSDc corresponde a um valor único para todos os níveis de tensão e postos tarifários.

7.9 Passagem dos custos às tarifas de referência

As tarifas de referência são obtidas através de um processo de aproximação dos custos marginais de fornecimentos típicos a tarifas binômias, funções lineares de potência e energia (BITU & BORN, 1993):

$$T(P, E) = a \cdot P + b \cdot E \quad (35)$$

ou

$$\frac{T(P, E)}{P} = a + \frac{b \cdot E}{P} = a + b \cdot H_u \quad (36)$$

As derivadas $dT/dP = a$ e $dT/dE = b$ indicam ao consumidor de quanto aumenta sua fatura, devido a adicionais de demanda de potência ou de consumo de energia, respectivamente.

Para um consumidor com uma duração h_i (ver Figura 2), a melhor aproximação será tal que:

a) A tarifa aplicada seja igual ao custo marginal de fornecimento para $H_u = h_i$, ou seja:

$$Cmg_e \cdot h_i + Cmg_c \cdot f(h_i) = a + b \quad (37)$$

b) A tarifa varie em torno de h_i como na função de custo marginal. Por isso, a reta da tarifa deve ser tangente em h_i à curva de custo. Assim:

$$b = Cmg_c + Cmg_c \cdot \frac{df(h_i)}{dh_i} \quad (38)$$

Substituindo-se esse valor na equação 37, tem-se:

$$a = Cmg_c \cdot f(h_i) - Cmg_c \cdot h_i \cdot \frac{df(h_i)}{dh_i} \quad (39)$$

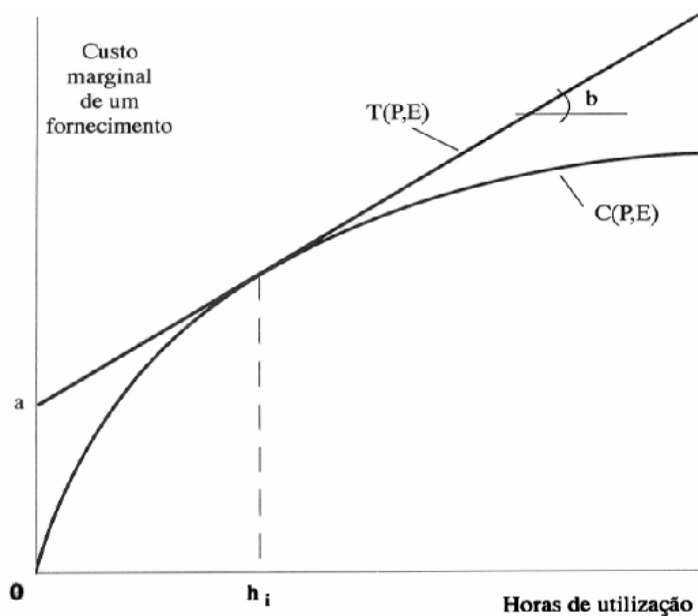


Figura 16: Aproximação das tarifas de referência aos custos marginais

7.10 Modalidades Tarifárias e as Tarifas Azul e Verde

As tarifas de energia elétrica podem ser classificadas como monômias, que são tarifas constituídas por preços aplicados tão somente ao consumo de energia elétrica ativa, ou como binômias, que são constituídas por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (Resolução ANEEL nº 456/2000)

As tarifas binômias podem existir tanto na estrutura tarifária convencional como na horosazonal. A estrutura convencional envolve tarifas de consumo e demanda independentes das horas de utilização do dia e dos períodos do ano, enquanto que a estrutura horosazonal considera essa diferenciação. As tarifas azul e verde são as tarifas horosazonais vigentes no País desde a primeira metade dos anos 1980⁴.

A tarifa azul é aplicada considerando a demanda de potência com valores diferentes para os horários de ponta e fora de ponta, enquanto que o consumo de energia é diferenciado em quatro valores, para os horários de ponta e fora de ponta e períodos sazonais seco e úmido. A tarifa verde considera um preço único para a demanda de potência e os mesmos quatro preços diferenciados para consumo de energia da tarifa azul. O horário de ponta é um período definido pela concessionária, composto por três horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados (Resolução ANEEL nº 456/2000).

⁴ A portaria nº 046, de 10/01/1982, do Ministério das Minas e Energia, 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, e aos concessionários de serviços públicos que estruturassem seus sistemas de medição, leitura e faturamento para atender a esta nova sistemática. O estudo "Estrutura Tarifária para Energia Elétrica no Brasil e suas Implicações nos Intercâmbios", elaborado pelo DNAEE e ELETROBRÁS em dezembro de 1983, criou a base para o atendimento desta portaria para os consumidores finais, baseada em tarifas a custos marginais (DNAEE, 1985).

7.11 Comparação internacional

7.11.1 Nível Tarifário e Carga Tributária Embutida

- Após uma análise de uma série histórica, de 1886 a 2001, de tarifas médias anuais de energia elétrica para consumidores industriais e residenciais no Brasil, segundo o Balanço Energético Nacional, e comparações com dados semelhantes de países da Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento (OCDE), compilados pela Agência Internacional de Energia, Bandeira (2003) concluiu que:
- as tarifas de energia elétrica no Brasil não são altas, historicamente vem decrescendo e são inferiores à média dos valores praticados entre os países da OCDE;
- em relação ao Canadá, que também possui um parque gerador predominantemente hidrelétrico (56% do total) e é reconhecido como um dos países com as tarifas de energia elétrica mais baixas do mundo, o Brasil possui tarifas que são 16% mais altas para os consumidores industriais e 63,5% mais altas para os consumidores residenciais. Entretanto, a carga tributária incidente sobre os custos da energia entregue ao consumidor no Canadá é, em média, de 15%, enquanto no Brasil é de 50%;
- comparativamente com a Noruega, um outro país com um parque gerador predominantemente hidrelétrico (99% do total), os consumidores industriais e residenciais brasileiros pagam, respectivamente, tarifas 28,7% e 13,8% superiores aos consumidores noruegueses de mesmas classes e a carga tributária incidente sobre os custos da eletricidade na Noruega é de aproximadamente 30%;
- excluindo-se a carga tributária, o Brasil apresentaria tarifas de energia elétrica inferiores às praticadas no Canadá e na Noruega;
- comparativamente à média dos países da OCDE e ao Canadá, emprega-se, no Brasil, uma política tarifária que beneficia os consumidores industriais em detrimento dos consumidores residenciais, pois os consumidores residenciais pagam tarifas médias de energia elétrica 118,7% superiores às cobradas dos consumidores industriais no Brasil, enquanto a mesma diferença é de 55,7% no Canadá, e de 61,7% em relação à média dos valores praticados nos países da OCDE. Por outro lado, na Noruega, a política tarifária é ainda mais benéfica aos consumidores industriais do que no Brasil, uma vez que os consumidores residenciais noruegueses pagam tarifas médias de energia elétrica 147,3% superiores às cobradas dos consumidores industriais, enquanto a mesma diferença é de 118,7% no Brasil.

Segundo dados da ANEEL, compilados e analisados por Carvalho *et alii* (2004), os tributos e os encargos constituem hoje 30,3% e 11,1%, respectivamente, da tarifa média da eletricidade no Brasil; os investimentos e sua remuneração, mais os custos de operação e manutenção nas atividades de geração, transmissão e distribuição são responsáveis por 37,2%, 5,7% e 37,2% deste total, respectivamente. Segundo estes autores, na medida em que se esgotaram as fontes de recursos compulsórias e de origem fiscal, as obrigações setoriais e tributárias cresceram significativamente, desde a introdução do ICMS até uma série de novos encargos, alguns transferindo para os consumidores ações de políticas do governo (CDE, Proinfa, CCC-Isol, etc.). Eles

destacam que o setor elétrico brasileiro, ao longo do tempo, em decisões consolidadas na forma de legislação, se tornou pouco transparente no tocante à transferência de renda entre segmentos da sociedade, incorporando riscos para investidores e, conseqüentemente, para os consumidores, o que tem afetado significativamente a modicidade tarifária.

7.11.2 Estrutura Tarifária

Como foram técnicos em tarifas da Electricité de France (EdF) que auxiliaram seus pares do DNAEE e da Eletrobrás a implantar as tarifas horosazonais no Brasil, no início da década de 1980, e a EdF tem um forte reconhecimento internacional a respeito de sua competência na formulação e implementação de tarifas horosazonais, Bajay desenvolveu, em 1998/99, um trabalho de consultoria para a ANEEL que envolveu, entre inúmeras outras atividades, comparações entre as tarifas de energia elétrica dos dois países, com destaque para a estrutura tarifária.

Concluiu-se, neste trabalho, que as tarifas francesas evoluíram nas duas últimas décadas em direção a: (i) postos tarifários horosazonais mais refinados, que acompanharam as modificações nas curvas de carga dos vários grupos e subgrupos de consumidores, e, principalmente, (ii) na oferta, aos consumidores, de novas opções tarifárias, permitindo a eles, desta forma, 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 pode-se destacar a classificação dos consumidores por nível da capacidade de fornecimento 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 naquela país, inclusive para aquecimento ambiental. Esta ponta ocorre no inverno e sua magnitude e duração são muito sensíveis ao rigor das condições climáticas vigentes a cada ano. Mencione-se, também, a existência, na França, de tarifas horosazonais para consumidores residenciais, incorporando, inclusive, o princípio da ponta móvel.

Concessionárias de diversos países tem 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.

8 Conclusões e recomendações

O presente estudo possui contribuições em duas direções: uma decorrente das análises realizadas através das diversas pesquisas de campo realizadas no âmbito do projeto e outra relacionada com propostas de melhorias metodológicas para a confecção de tarifas para o setor elétrico.

As seções seguintes discorrem sobre as possibilidades de aperfeiçoamentos nas tarifas praticas no país e as oportunidades com introdução de tarifas para fornecimentos interruptíveis e os impactos de uma mudança mais radical na regulação tarifária. A última seção apresenta as conclusões relacionadas com as pesquisas de campo e respectivas análises.

8.1 O impacto de mudanças tarifárias nos segmentos de consumo estudados

Um dos principais objetivos dessa etapa do projeto foi averiguar a vantagem da introdução de um terceiro posto tarifário no período da madrugada, e para isso foram escolhidos dois tipos de consumidores industriais: o segmento moveleiro e calçadista. Estes dois tipos de consumidores, na avaliação feita anteriormente, ofereceriam maiores possibilidades de modular sua carga aproveitando o período da madrugada (chamado aqui também de terceiro turno).

Conforme exposto na seção 4 (Metodologia) foram realizadas mais duas pesquisas de campo nessa etapa do projeto. A chamada Pesquisa de Campo II foi feita com o objetivo de melhor se conhecer o perfil de demanda dos consumidores desses dois segmentos, inclusive com detalhes de processos para melhor se conhecer as possibilidades de modulação. A pesquisa de campo II permitiu também escolher consumidores que serviram para os testes de simulações de tarifas (seção 5).

A Pesquisa de Campo III foi feita em uma sub-amostra dos mesmos e teve como objetivo o levantamento de dados técnicos que nos auxiliassem a fazer uma avaliação quantitativa dos impactos econômicos de um terceiro posto tarifário nesses consumidores.

Os resultados das simulações realizadas com os dados levantados durante a 3ª pesquisa de campo mostraram que nesses clientes as despesas com mão de obra chegaram a ser 35 vezes maiores que aquelas com eletricidade. Desse modo, sob a ótica desse consumidor, um deslocamento da produção para o período noturno e, conseqüentemente com aumentos de custos com pessoal (adicional noturno) inviabilizaria a implantação do novo posto tarifário, mesmo com tarifas muito baixas, conforme foi demonstrado na seção 6. 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 influem no aumento dos custos de produção com a introdução de um terceiro turno, como o aumento 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.

Muito embora esses dois segmentos não representem algo significativo em termos de consumo de eletricidade ou atividade econômica, é importante notar que ambos estão na média estadual quando comparamos a relação salários pagos/receita líquida (V. seção 10.3). Isso permite supor que resultados semelhantes podem ser esperados de outros segmentos. Conforme a análise desenvolvida na seção 10.3, o segmento industrial com a menor relação salários pagos/receita líquida é a indústria de alimentos e bebidas, que poderia apresentar menor resistência à modular sua carga aproveitando um eventual terceiro posto tarifário. No entanto, conforme visto no relatório anterior através de pesquisa de campo, esse segmento já se encontra bastante modulado.

Uma contribuição deste projeto é a comprovação através de levantamento de dados e análise detalhada do peso praticamente inexpressivo dos custos com eletricidade frente a outras despesas dos consumidores analisados. Já no relatório anterior (PD-111 ano1) apontamos que os consumidores industriais com alto grau de automatização já haviam modulado suas cargas, e durante este ano do projeto as entrevistas demonstraram que aqueles que tinham intenção de aumentar os processos automatizados de suas indústrias eram os que mais se interessaram por um eventual terceiro posto tarifário.

De modo claro, foi possível demonstrar que uma barreira existente para introdução de um novo posto tarifário do ponto de vista dos consumidores não é o custo da eletricidade e sim os custos associados com 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 na pesquisa de campo mostraram que haveria ganhos financeiros com o investimento adiado em obras de expansão do sistema de distribuição, caso houvesse uma alteração na curva de carga dos consumidores aproveitando uma tarifa preferencial no período da madrugada. Na realidade o estudo foi realizado para apenas uma região (Região Elétrica de Franca), que apresentava uma grande participação do segmento calçadista. No entanto, do lado do consumidor não haveria esse mesmo interesse, conforme explicado acima, e ainda mais nos níveis de desconto de tarifa que interessariam a CPFL, de acordo com as simulações.

8.2 Possibilidades de inovações nas tarifas horosazonais brasileiras

8.2.1 Avanços Metodológicos no Cálculo das Atuais Tarifas Horosazonais

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

O critério de otimização empregado pelo CCPE nos balanços dinâmicos que tem produzido os planos decenais do setor elétrico é o de igualdade dos custos marginais de operação, calculados pelo NEWAVE, e de expansão, obtido, de uma forma aproximada, pela metodologia do Custo Médio Ponderado de Geração.

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

Uma possibilidade, factível de ser implementada a curto prazo, é se utilizar o modelo MELP, de otimização da expansão a longo prazo do parque gerador, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL), do Grupo Eletrobrás, para se fazer uma pré-alocação temporal das usinas ao longo do horizonte de planejamento do plano decenal e se calcular 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 se encontrar o equilíbrio entre os custos marginais de operação e expansão.

Um estudo desenvolvido pelo Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) em 2003 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 cerca de metade do valor atual. Mesmo não depositando muita confiança nestas simulações, não resta dúvida 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, preferindo utilizar valores que constituem médias entre diversas concessionárias, nos cálculos de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que tem realizado (ANEEL, 2001; Pessanha *et alii*, 2004). É urgente que este quadro mude, e o uso da metodologia baseada na Lei da Quantidade de Obras para balizar os cálculos pelo método do custo incremental médio pode contribuir substancialmente para isto.

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* teria que ser 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, mas empregou o conceito de custo de serviço para o estabelecimento de uma remuneração adequada para os investimentos e para o estabelecimento de “custos operacionais eficientes”, baseados, neste último caso, na metodologia de *empresas de referência (ERs)*, e tem imputado valores de custos unitários e produtividades a estas empresas virtuais, que tem tido um 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 493/2002, 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, a distribuição e comercialização de energia elétrica, em uma dada área geográfica, que presta esse serviço em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade. O enfoque da ER 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 necessárias 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 custos que a ER pode obter para esses serviços e recursos, se fixam 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 custos não

excedam os reconhecidos na ER, de forma a obter a rentabilidade esperada ou até superá-la.

A ANEEL precisa divulgar com urgência os detalhes da base de dados e das hipóteses que estão sendo utilizadas na montagem destas empresas virtuais, de referência, não só para facilitar as interações entre as empresas concessionárias e a Agência, como, também, para permitir o uso destas informações nas futuras simulações da TUSD e de eventuais novas tarifas sazonais, pelas empresas, fazendo as devidas adaptações metodológicas.

8.2.2 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 se aumentar o peso do componente nodal em vista do risco disto 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 na UNIFEI por Marangon *et alii* (2003), analisando a metodologia das tarifas zonais, alternativa à 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 e, posteriormente, o valor de ajuste para cada sub-mercado é obtido em função das potências geradas e consumidas internamente e externamente aos sub-mercados. Nesta nova abordagem, as tarifas ajustadas independem da barra de referência e existirão, para cada barra do sistema, um número de tarifas igual ao número de sub-mercados existentes. As usinas mais afastadas do centro geométrico pagam mais e as mais próximas pagam menos, intensificando o sinal locacional da TUST.

Dado que as atividades monopolísticas de transmissão e distribuição de energia elétrica são muito similares ao transporte de gás natural através de gasodutos e, também, como há fortes elos de complementariedade, 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. Um interessante projeto de pesquisa está em desenvolvimento na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) sobre os possíveis impactos de uma tarifação combinada, com um forte sinal locacional, no transporte dos dois energéticos (Morais & Lima, 2004).

Os estudos deste projeto tem indicado uma certa atratividade para eventuais novas tarifas horosazonais em algumas regiões da área de concessão da Companhia Paulista de Força e Luz (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. A questão do sinal locacional de novas tarifas horosazonais dentro das áreas de concessão das distribuidoras é uma questão hoje em aberto no setor elétrico brasileiro. O uso de tarifas nodais ou zonais no cálculo dos custos marginais de redes de sub-transmissão, recomendado, mas ainda não aplicado, pela ANEEL, seria um passo interessante nesta direção.

8.2.3 Novas Opções Tarifárias

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, de baixo custo de demanda e aplicação zonal e setorial (para certos segmentos da economia com melhor potencial de modulação para este período e localizados em regiões que apresentem fortes benefícios associados à postergação de obras importantes na rede de distribuição), com a possibilidade de oferecimento de energia barata, oriunda de um excesso temporário de oferta, tal qual está ocorrendo hoje, é particularmente 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.

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 é uma idéia interessante a ser explorada.

8.3 Tarifas de fornecimentos interruptíveis

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. É importante se ter em mente, no entanto, 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 concordam em ter suas cargas interruptíveis desligadas por um determinado período de tempo, durante o período da ponta, pela empresa concessionária, através de sinais elétricos enviados pela própria rede. Como retorno, esses consumidores recebem descontos no consumo destas cargas.

Este outro tipo de contrato de energia interruptível 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 as interrupções e quanto ao tempo máximo de interrupção por evento e por dia. Os descontos aumentam com o aumento do número e da duração das interrupções e com a diminuição do intervalo entre as interrupções. 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 carga de grandes consumidores.

As tarifas horosazonais (tarifa amarela) e de fornecimentos interruptíveis também podem ser opções interessantes para o consumidor residencial, onde o chuveiro elétrico é um grande vilão na ponta do sistema nacional.

8.4 Regulação tarifária por teto de receita na distribuição

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, além do que é mandatório pela legislação vigente e contratos de concessão, nem a proposição de novas tarifas horosazonais ou de fornecimentos interruptíveis, já que 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 se migrar para um sistema de regulação tarifária por teto de receita, ou para um sistema misto: teto de receita/teto de preço, na distribuição, em que 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, utilizando 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 incentivar ganhos de produtividade.

9 Bibliografia

- AMENDOLA, Alexandre Gomes.; GUIMARÃES, C. B.; FRONTEROTTA Sérgio 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, Brasília 2004.
- ANEEL, Metodologia do cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição – Revisão das tarifas publicadas na Resolução nº 286/99, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF, 2001.
- ANTUNES, N.P. et al. Subsídios Cruzados/Estrutura Tarifária, In:XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – XV SENDI, Salvador, 2002.
- ASAAD, Sérgio et al. CPFL – 1984, Estrutura Tarifaria para Energia Elétrica no Brasil; Tarifas de Suprimento e suas Implicações aos Intercâmbios - Primeira Avaliação na CPFL, Biblioteca CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, Campinas SP.
- ASANO, H., Demand-side management in Japanese electric utilities. In: Congress of the Union Internationale d’Electrothermie, 12. 1992. Proceedings. UIE, Paris, 1992
- BAJAY, S. V. – Desafios metodológicos e organizacionais no planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro e na elaboração das projeções da matriz energética brasileira. In: Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade, 5. São Pedro, SP, Brasil, 2003. Anais (na forma de CD). Escola de Engenharia de Guaratinguetá / UNESP.

- BAJAY, S. V. - 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, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético - NIPE, UNICAMP, outubro de 1999, 152 pags.
- Bajay, S. V., "Modelos de planejamento da expansão de sistemas energéticos". NIPE/UNICAMP, Campinas, Julho, 2004
- BAJAY, S.V. & DEMANBORO, A.C., Custos marginais regionalizados para o planejamento da geração descentralizada de energia. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 1. Campinas, 1989. Anais. v.2, UNICAMP, Campinas, p.493-500.
- BAJAY, S.V. & LIMA, P.C. - Planejamento de uma estrutura tarifária para energia elétrica, baseada em custos marginais, utilizando programação matemática. In: Congresso Brasileiro de Energia, 3. Rio de Janeiro, 1984. Anais. v.3, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, p. 1102-10.
- BANDEIRA, F. P. M., Avaliação do preço da energia elétrica para o consumidor direto brasileiro, Câmara dos Deputados, Brasília, DF, 2003.
- BARTHOLOMEW, D. J., F. Steele, et al. The analysis and interpretation of multivariate data for social scientists. 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". NIPE/UNICAMP, Campinas.
- BITU, R.; BORN, P. Tarifas de Energia Elétrica: Aspectos Conceituais e Metodológicos, MM Editora Ltda., São Paulo, SP, 1993.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução ANEEL nº 456/2000, de 29 de novembro de 2000, 4ª edição, março/2002. Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.
- CAMARGO, Irapuan Hoinashi Rocha de. Tarifa Amarela – Satisfação e Rentabilidade,
- CARVALHO, E. B. & BAJAY, S. V. Gestão pelo lado da demanda no setor elétrico brasileiro: Experiência acumulada e novos desafios. In: Congresso Latino-Americano sobre Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 3. Campos de Jordão, SP, 1997. Anais, v. 1. UNESP, Guaratinguetá, SP, Brasil, 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: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 4. Itajubá, MG, 2004. *Anais* (na forma de CD-ROM). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG.
- 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", CEPEL, 2001.
- Companhia Paranaense de Energia – COPEL In: XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – XIV SENDI, Foz do Iguaçu, 2000.
- CPFL – 1988, Avaliação dos Reflexos da Implantação da Tarifa Verde na CPFL, Departamento de Planejamento de Mercado, Divisão de Estudos Tarifários, Biblioteca CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, Campinas SP.

- CPFL PD-20 (2002). Jannuzzi, G. M., D. S. Ramos, et al. Desenvolvimento de Novas Tarifas Horosazonais e Tarifas Especiais para Fornecimentos Interruptíveis de Energia Elétrica. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p.85.
- Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, Ministério de Minas e Energia MME, Nova Tarifa de Energia Elétrica: Metodologia e Aplicação, Brasília, DF, 1985. 444p.
- DNAEE, Nova Tarifa de Energia Elétrica: Metodologia e Aplicação, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, 1985.
- DNAEE-Eletróbrás, Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, 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, Editora Federal Fluminense, Niterói, RJ, 1990, 227 p.
- INEE, Proposta para a reforma estrutural dos preços da eletricidade no Brasil, Instituto Nacional de Eficiência Energética, Rio de Janeiro, RJ, março de 2003.
- Jannuzzi, G. M.; Bajay S. V., et al. CPFL – PD111, 2004, Estudo para Avaliação de Impactos Econômicos decorrentes da Implantação de Tarifas Modificadas e Oportunidades para Eficiência Energética, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 194p.
- JOHNSTON, J., “Econometric Methods”. McGraw-Hill, Kogakusha, Ltd. Tokio
- LOBO, Jamilton Watanabe.; ARPON, Eduardo Jimenez Araque.; BOORTOLLATO Reuvian. Projeto Piloto – Tarifa da Madrugada – COPEL. In: XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – XIV SENDI, Foz do Iguaçu, 2000.
- MACHADO, G. V., *et alii*, “Modelo de projeção de uso de energia baseado em coeficientes setoriais de intensidade energética: princípios e metodologia”. ANP - Superintendência de Estudos Estratégicos, Agosto de 2001.
- MONNIER, L., La Tarification de l'Électricité en France, Economica, Paris, 1983.
- MORAES, M. S. & LIMA, J. W., Tarifação combinada de rede de gás e eletricidade. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 4. Itajubá, MG, 2004. *Anais* (na forma de CD-ROM). Universidade Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, MG.
- MUNASINGHE, M. & WARFORD, J. J., Electricity Pricing: Theory and Case Studies, The John Hopkins University Press (published for the World Bank), Baltimore, Mariland, USA, 1982.
- OYAMA, T., Applying mathematical programming to measure electricity marginal costs, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 102, No. 5, pp. 1324-30, 1983.
- PESSANHA, J. F. M., 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: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 4. Itajubá, MG, 2004. *Anais* (na forma de CD). Universidade Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, MG.

- PESSANHA, José F.M., Roberto M.G. Velsquez, Albert G.C. Melo, Roberto P. Caldas."Técnicas de cluster analysis na construção de tipologias de curvas de carga" in XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, 2002.
- SCHERER, C. R., Estimating Electric Power System Marginal Costs, North Holland Publishing Company, Amsterdam, Holland, 1977.
- 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 – XIV SENDI, Salvador, 2002.
- TURVEY, R. & ANDERSON, D., Electricity Economics, The John Hopkins University Press, London, 1977, 364 p.

10 Apêndice

10.1 Manual de uso da planilha de simulação de tarifas modificadas

10.1.1 Objetivo

As planilhas 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 cuja economia para o consumidor cobrisse seus novos custos com a modulação de carga e para a concessionária a redução na tarifa seria coberta pela obtenção de ganhos com o investimento adiado, chamados respectivamente de perspectiva da concessionária e perspectiva do consumidor.

As planilhas permitem simular diversos valores de desconto na tarifa para um terceiro posto tarifário, das 22:00 as 6:00 da manhã e eventualmente acréscimos nos outros períodos como forma de auxiliar esse desconto.

10.1.2 Etapas de Cálculo

Etapas 1 – Preencher a planilha 7 com os dados de entrada da concessionária; o único dado necessário do consumidor são os dados do segmento industrial que está inserido, consumo, demanda e percentual de modulação de carga.

A Planilha 7 permite a entrada de dados de até 10 subestações.

Etapas 2 – Preencher a planilha 8 com o percentual que dividirá a receita do investimento adiado.

Com os dados preenchidos das Planilhas 7 e 8 teremos os dados de saída das planilhas 9 e 10. O dado de saída mais importante é da Planilha 9 o percentual de desconto na tarifa de energia elétrica.

Etapas 3 – Preencher as Planilhas 1 e 2 com os dados de entrada da empresa do consumidor. A planilha comporta até 6 processos produtivos.

Etapas 4 – Preencher a Planilha 3 com os dados do consumidor. Esse preenchimento se dará após a análise das possibilidades de modulação nos processos.

Etapas 5 – Preencher a Planilha 4 com os dados da conta de energia elétrica do consumidor. No item 30 na coluna B desta planilha será utilizado o percentual de desconto na tarifa encontrado na Planilha 7. O item 29 coluna B poderá ser simulado com vários valores inclusive zero, sem acréscimo no custo da energia em outros horários.

Etapas 6 – Preencher a Planilha 5 com o tempo de estoque da matéria prima entre a entrada e saída do produto final. Devem ser preenchidos os dados com as duas situações antes sem modulação e após com a implantação de modulação.

Etapas 7 – Preencher a Tabela 6 com os dados de área construída. Devem ser preenchidos os dados com as duas situações antes sem modulação e após com a implantação de modulação.

Etapas 8 – As Planilhas 11 e 12 fornecem os resultados das simulações com os dados preenchidos nas etapas 3 a 7 anteriores.

10.1.3 Dados de Entrada – Planilha do Consumidor

As planilhas 1 e 2 devem ser preenchidas com os dados da empresa que se quer verificar os custos para a adoção de um terceiro posto tarifário. Os dados das planilhas foram preenchidos com números para servir de exemplo e facilitar o preenchimento para outras simulações.

A Planilha 1 possibilita preencher até 6 processos produtivos da empresa.

Planilha 1 – Dados de Entrada da Empresa

	A	B	C	D	E
item	Nº funcionários	Carga kW	Nº turnos	Horas de operação por turno	Produção
1 empresa	298	250	1		30000
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	
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 de funcionários total da empresa;

Item 2 a 7 – coluna A – número de funcionário alocado 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.

Planilha 2 – Planilha de Custo

item	descrição	R\$/unidade prod.	
8	Custo com mão de obra	7,42	
9	Custo com mão de obra terceirizada	1,81	
10	Custo com energia elétrica	0,36	
11	Custo de outras fontes de energia	0,00	
12	Custo com materia prima	14,18	
13	Custo com estoque	0,10	
14	Custo da área em m ²	0,00	
15	outros custos	4,76	
16	Custo do produto final	28,63	
17	Custo c/ tributos icms, pis,cofins	6,73	23,5%
18	Custo com entregas/frete	1,42	
19	comissões, lucro e outros	9,95	
20	Custo Total de venda	46,73	

Item 8 – Custo com mão de obra – expresso em Reais por unidade produzida, pode ser utilizada 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 foi considerado eventualmente outros custos relacionados a mão de obra, por exemplo treinamento, que 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 visando a modulação, por exemplo se for criado mais um turno a mão de obra terceirizada pode ser reduzida.

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

Item 11 - 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 alteração poderá ser necessária uma maior quantidade de matéria prima em função de estoques que podem ser criados, por exemplo 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 lay out 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 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 17 – Custo com tributos, PIS, Cofins, ICMS: entrar com o percentual pago pela empresa. Devido as diferenças entre o mix de exportação do produto esse percentual varia de empresa para empresa e de produto, portanto esse percentual 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 e despesas bancárias e outros.

Item 20 – Preço final de venda do produto.

Planilha 3 – Dados de Modulação

		A	B	C
item		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 B – Entrar com o percentual da carga em kW, que 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 as 22 horas e se encerrará as 6 horas.

Planilha 4 – Dados da Conta de Energia Elétrica, trabalha com os dados da tarifa de energia e simula na coluna B os descontos durante o período das 22:00 a 6:00 (item 30) e o eventual acréscimo na tarifa durante os demais horários.

Planilha 4 – Dados da Conta de Energia Elétrica

Energia Elétrica				
item		A	B	C
		preço R\$/kWh	Varição % c/mod	consumo kWh
27	Normal de dia	0,2		86206
28	Normal na ponta	0,8		2999
29	Aumento dia		5%	
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 6 às 18 e das 21 as 6 horas em kWh, consumo fora de ponta.

Item 28 Coluna A – Entrar com o preço da tarifa na ponta em R\$ por kWh, ponta, paga pela empresa.

Item 28 Coluna C – Entrar com o consumo da empresa durante o período das 18 a 21 horas 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 as 22 horas. 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 22 às 6 horas, 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 as 22 horas. 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.

Planilha 5 – Tempo de Estoque, durante a aplicação do questionário foi verificado que as empresas controlavam o seu custo de estoque através do tempo de permanência na empresa ou seja o tempo entre a entrada de matéria prima e a saída do produto, esse tempo pode ser alterado em função da alteração do horário de funcionamento da empresa.

Planilha 5 – 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 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 32 Coluna B – Entrar com o novo número de dias, entre a entrada de matéria prima e saída do produto com ela elaborado, função da alteração do funcionamento da empresa.

No exemplo acima houve uma alteração de meio dia.

A Planilha 6 – Dados de Área Construída, considera que a empresa ao optar por uma nova forma de funcionamento que demande a necessidade de criação de estoques intermediários pode necessitar uma área construída maior.

Planilha 6 – Dados de Área Construída

item	Área (estoque interm)m ²	Área (m ²)	
		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 de 500 m²,10%, a ser destinada ao espaço necessário para o estoque intermediário que foi criado para a modulação.

10.1.4 Dados de Entrada – Planilha da Concessionária

Planilha 7 – Dados da Concessionária

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

Coluna A – Nome das Subestações, separadas por transformadores que compõe 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 Planilha 8 – Parcela Compartilhada, propõe um percentual para divisão dos ganhos da concessionária com o investimento adiado e repasse ao consumidor na conta de energia para o consumo que ocorrer no horário das 22 a 6 horas.

Planilha 8 – 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 no exemplo de 50% significa que a concessionária ficará com 50% da receita referente ao investimento adiado e 50% será repassado como desconto na tarifa.

10.1.5 Dados de Saída – Planilha da Concessionária

A Planilha 9 – Resultados da Concessionária por Subestação da Região Elétrica; apresenta os resultados da Região simulada que foram calculados com os dados de entrada da Planilha 7.

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

Planilha 9 – Resultados da Concessionária por Subestação da Região Elétrica

		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 porcentagem.

Coluna C – Participação do segmento, calçadista na tabela 8, na demanda da subestação. Essa participação foi calculada considerando a somatória da demanda contratada de cada empresa.

Coluna D – Percentual de modulação de carga referente à demanda. Esse percentual foi calculado considerando que 30% da demanda da empresa teria condições de ser modulado.

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 Planilha 10, dado de saída das planilhas 7 e 8, 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. A concessionária poderá dar um desconto na tarifa de 16,19% por um período de 21 meses. Após esse período o carregamento da região elétrica voltará ao mesmo patamar de hoje, necessitando, portanto investimentos. As explicações dos valores da coluna se encontram abaixo da tabela.

Planilha 10 – Resultados da Concessionária - Região Elétrica de Franca

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

10.1.6 Resultados Individuais das Simulações por Consumidor

Os resultados das Planilhas 11 e 12 são individuais de cada empresa que possibilitam verificar a viabilidade de se adotar ou não um novo posto tarifário.

Por uma questão de confidencialidade das empresas que forneceram os dados para simulação os valores do exemplo das planilhas 10 e 11 abaixo não guardam relação.

Planilha 11 – Resultado das Simulações

TABELA DE CUSTOS

item	descrição	sem modulação	com modulação	sem modulação	com modulação	diferença percentual
		R\$/unidade prod.		%/unidade prod.		
8	Custo com mão de obra	5,30	5,37	12,02%	12,15%	1,38%
9	Custo com mão de obra terceirizada	1,81	1,81	4,10%	4,09%	0,00%
10	Custo com energia elétrica	0,36	0,36	0,82%	0,81%	-0,55%
11	Custo de outras fontes de energia	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
12	Custo com matéria prima	14,18	14,18	32,15%	32,05%	0,00%
13	Custo com estoque	0,10	0,11	0,23%	0,25%	11,11%
14	Custo da área em m²	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
15	outros custos	4,76	4,76	10,79%	10,76%	0,00%
16	Custo do produto final	26,51	26,59	60,10%	60,11%	0,32%
17	Custo c/ tributos icms, pis, cofins	6,23	6,25	14,12%	14,12%	0,32%
18	Custo com entregas/frete	1,42	1,42	3,22%	3,21%	0,00%
19	comissões, lucro e outros	9,95	9,98	22,56%	22,56%	0,32%
20	Preço Total de venda	44,11	44,25	100,00%	100,00%	0,31%

A Planilha 11 refere-se aos dados de saída com os resultados das simulações dos custos das empresas.

Os dados em amarelo, terceira coluna, são os valores de entrada da planilha 2 sem modulação. Os valores em Reais com modulação, quarta coluna, são dados de saída calculados com os dados das planilhas de 1 a 10. As colunas 5 e 6 são os percentuais individuais de cada item de custo relativo ao preço total de venda do produto. A última coluna se refere a diferença percentual entre a empresa na sua situação atual funcionando sem modulação e simulando o seu funcionamento com modulação.

Planilha 12 – Indicadores – Resultado das Simulações

INDICADORES			
	sem modulação	com modulação	diferença percentual
Faturamento R\$	R\$ 805.987,16	R\$ 822.195,20	1,97%
custo médio por func.	R\$ 850,50	R\$ 913,76	6,92%
PREÇO DO kWh médio	R\$ 0,25		
% kWh modulado	92846	49076	47,14%
preço kWh médio dia c/mod		R\$ 0,25	
preço kWh médio noite c/mod		R\$ 0,21	
Variação % estoque		12,50%	
Variação % área construída		0,00%	
Impacto da mod na folha		7,44%	

A Planilha 12 apresenta alguns indicadores, resultado das simulações. Destaque para o percentual individual da empresa simulada (% kWh modulado).

10.2 Questionários (II e III)

10.2.1 Questionário II

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 a 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, de 22:00 às 6:00 hs.), 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 de produção (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
1°					
2°					
3°					
Outros (especificar)					

Quanto representa a folha de pagamento no custo de produção?

Resp.: _____ (%)

Qual a parcela do consumo de energia elétrica relacionado 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 as 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 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 porque:

() 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 (de 22:00 às 6:00 hs), 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 realizado 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: _____

10.2.2 Questionário III

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; contínuo; 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.....

É necessário investimentos para a modulação (os custos serão discutidos em seguida).....

Situação “simulada” com modulação

Processo	Célula; contínuo; 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/MODULAÇÃO
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 m ²	
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 aumentando 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 logística 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.

10.3 Uma análise do setor industrial do Estado de São Paulo

10.3.1 Introdução

O que se propõe neste trabalho é a realização de uma análise dos dados fornecidos pela Pesquisa de Atividade Industrial Paulista – PAEP (<http://www.seade.gov.br>, consultado entre 05 e 10 de abril de 2005), com o objetivo de auxiliar os trabalhos desenvolvidos no projeto PD-111, de Tarifas Modificadas, procurando auxiliar na identificação de outros segmentos industriais com possibilidades de se implantar tarifas modificadas, além de realizar uma comparação do perfil econômico das indústrias de calçados e de móveis, segmentos escolhidos para os estudos de caso do projeto, com os demais segmentos industriais.

Com os dados extraídos da PAEP, no âmbito estadual, procura-se conhecer vários aspectos sócio-econômicos da indústria paulista, tais como: sua capacidade de investimento, sua receita, custos entre outros e, destes, levantar vários índices de relevância econômica que auxilie na tarefa aqui proposta.

10.3.2 Proposição do Trabalho

Com este trabalho extrai-se da PAEP, ano-base 2001, dados referente à indústria paulista como um todo, nos 27 segmentos que compõem sua atividade econômica qualificada em dois dígitos pela Classificação Nacional de Atividades Econômicas – CNAE, que define a atividade principal da empresa e de suas unidades locais ⁵. A Tabela 47 indica a lista completa dos segmentos industriais classificados pela CNAE. Observa-se, nesta tabela, que os segmentos alvo deste trabalho se enquadram no código CNAE como nº 19 e nº 36, “preparação de couros e fabricação de artefatos de couro, artigos de viagem e calçados” e “fabricação de móveis e indústrias diversas”, respectivamente.

Tabela 47 – Classificação dos Segmentos Industriais Segundo a CNAE

CNAE	Descrição
10	Extração de carvão mineral
11	Extração de petróleo e serviços relacionados
13	Extração de minerais metálicos
14	Extração de minerais não-metálicos
15	Fabricação de produtos alimentícios e bebidas
16	Fabricação de produtos do fumo
17	Fabricação de produtos têxteis
18	Confecção de artigos do vestuário e acessórios
19	Preparação de couros e fabricação de artefatos de couro, artigos de viagem e calçados
20	Fabricação de produtos de madeira
21	Fabricação de celulose, papel e produtos de papel
22	Edição, impressão e reprodução de gravações
23	Fabricação de coque, refino de petróleo, elaboração de combustíveis nucleares e produção de álcool
24	Fabricação de produtos químicos
25	Fabricação de artigos de borracha e de material plástico
26	Fabricação de produtos de minerais não-metálicos
27	Metalurgia básica
28	Fabricação de produtos de metal - exclusive máquinas e equipamentos
29	Fabricação de máquinas e equipamentos
30	Fabricação de máquinas para escritório e equipamentos de informática
31	Fabricação de máquinas, aparelhos e materiais elétricos
32	Fabricação de material eletrônico e de aparelhos e equipamentos de comunicações
33	Fabricação de equipamentos de instrumentação médico-hospitalares, instrumentos de precisão e ópticos, equipamentos para automação industrial, cronômetros e relógios
34	Fabricação e montagem de veículos automotores, reboques e carrocerias
35	Fabricação de outros equipamentos de transporte

⁵ A atividade principal da empresa é aquela que gera maior receita. A CNAE segue um padrão internacional e é utilizada para a produção de estatísticas e o preenchimento de documentos legais (Imposto de Renda Pessoa Jurídica, INSS, Rais, Registro de Empresas etc.).

36	Fabricação de móveis e indústrias diversas
37	Reciclagem

10.3.3 Universo da Pesquisa

A PAEP pesquisou, de uma maneira censitária, 10.861 indústrias do Estado de São Paulo, que, em 2001, representavam o universo das indústrias com 30 ou mais pessoas ocupadas⁶. Para as indústrias com menos de trinta pessoas ocupadas foi retirada uma amostra aleatória simples, para cada domínio do estrato aleatório calculado, de maneira a estimar a média de pessoal ocupado, com erro relativo e coeficiente de confiança compatíveis com esse tipo de pesquisa. Porém, o trabalho de compilação e análise de dados aqui realizados limitou-se às empresas com 30 ou mais pessoas ocupadas.

10.3.4 Variáveis Investigadas

Nem todos os dados abordados pela PAEP/2001 são relevantes para este trabalho, não sendo estes, por conseguinte, aqui tabelados. A análise restringiu-se aos dados que podem auxiliar, de alguma forma, na determinação dos segmentos industriais, que em comparação com os segmentos moveleiro e calçadista, para os quais pode vir a ser economicamente viável a implantação de uma tarifa diferenciada.

Nesta seção são apresentados alguns dos resultados considerados de maior relevância para o trabalho.

É importante destacar que todos os resultados apresentados se limitam a 24 segmentos e não aos 27 que compõe o universo da classificação CNAE de dois dígitos. Isto porque, os segmentos de extração de carvão mineral (código CNAE nº 10), extração de petróleo e serviços relacionados (código CNAE nº 11) e extração de minerais metálicos (código CNAE nº 13), só apresentam uma empresa ou unidade local, ou não existem, no Estado. No caso de haver menos de três empresas, a lei do sigilo da pesquisa, veda a divulgação dos dados destas empresas.

Receita da Empresa

A receita inferida por uma empresa de um determinado segmento industrial é fortemente correlacionada com sua capacidade de investimento; portanto, é importante se conhecer o montante do faturamento do segmento.

A seguir são apresentadas a Tabela 48 e a Tabela 49 e a Figura 17, onde se pode verificar que os segmentos de maiores receita líquida no Estado de São Paulo foram o de fabricação de alimentos e bebidas, cujo faturamento, no ano da pesquisa, foi da ordem de R\$ 56 bilhões, correspondendo a 20,23% da receita total pesquisada, seguida pela indústria química e de montagem de veículos automotores, com R\$ 49,66 bilhões (17,75 %) e R\$ 39,45 bilhões (14,10%), respectivamente. Juntos, estes três segmentos, representaram, em 2001, 52,08% de toda a receita líquida das indústrias paulistas analisadas.

As indústrias de móveis e de calçados tiveram uma receita líquida de R\$ 3,59 e R\$ 2,17 bilhões, respectivamente, o que correspondem a 1,28% e 0,78% da indústria paulista, posicionando-as em 15º e 18º lugares em relação aos demais segmentos industriais do Estado.

⁶ A PAEP utilizou para a seleção das empresas o Cadastro das Empresas – CEMPE fornecido pelo IBGE (base de 1999, atualizada até junho de 2001).

Tabela 48 – Total das receitas por atividade econômica industrial, em R\$

CNAE	RECEITA LIQUIDA	OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS
14	539.606.912,00	9.960.156,00
15	56.608.679.565,00	1.848.306.918,00
16	361.808.720,00	23.004.388,00
17	6.806.802.161,00	157.802.478,00
18	2.420.951.332,00	43.567.577,00
19	2.178.194.654,00	56.707.266,00
20	1.052.603.706,00	46.317.897,00
21	11.800.813.018,00	237.619.579,00
22	7.694.292.735,00	216.526.955,00
23	2.947.679.502,00	61.307.831,00
24	49.660.657.862,00	1.168.097.167,00
25	12.056.728.249,00	195.915.988,00
26	6.946.723.805,00	142.386.269,00
27	14.126.895.484,00	456.508.655,00
28	8.858.787.918,00	170.372.128,00
29	17.625.163.932,00	713.408.070,00
30	1.187.663.954,00	17.195.218,00
31	12.680.510.111,00	388.001.887,00
32	11.287.296.722,00	210.813.416,00
33	1.528.505.879,00	19.293.686,00
34	39.449.025.410,00	1.977.397.384,00
35	8.265.061.911,00	121.170.875,00
36	3.591.462.346,00	86.282.212,00
37	103.953.602,00	898.596,00
TOTAIS	279.779.869.490,00	8.368.862.596,00

Tabela 49 - Total das receitas por atividade econômica industrial, em %

CNAE	RECEITA LIQUIDA	OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS
14	0,19	0,12
15	20,23	22,09
16	0,13	0,27
17	2,43	1,89
18	0,87	0,52
19	0,78	0,68
20	0,38	0,55
21	4,22	2,84
22	2,75	2,59
23	1,05	0,73
24	17,75	13,96
25	4,31	2,34
26	2,48	1,70
27	5,05	5,45
28	3,17	2,04
29	6,30	8,52
30	0,42	0,21
31	4,53	4,64
32	4,03	2,52
33	0,55	0,23
34	14,10	23,63
35	2,95	1,45
36	1,28	1,03
37	0,04	0,01
TOTAIS	100,00	100,00

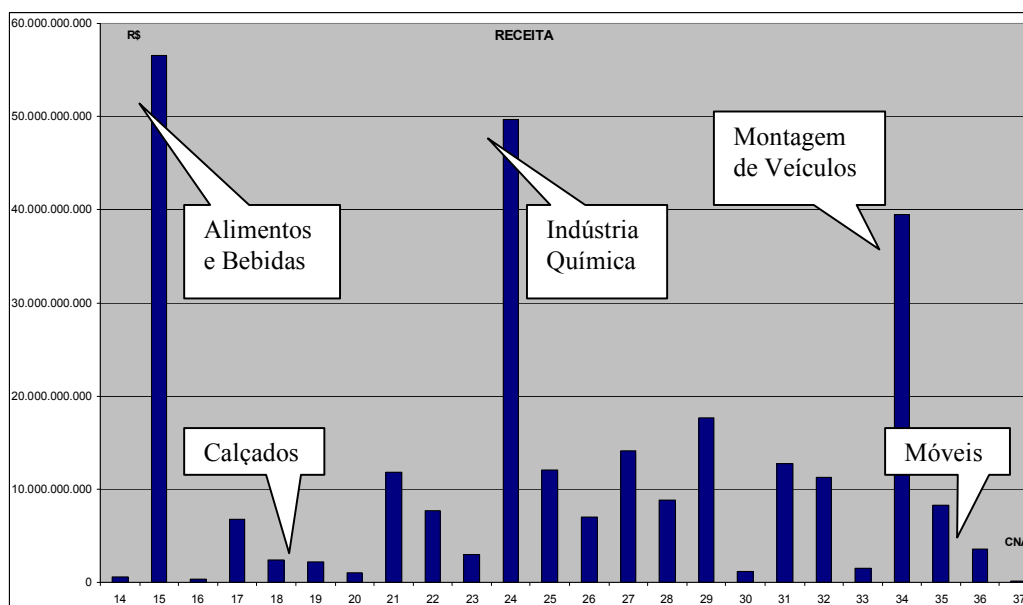


Figura 17: Custos e despesas das empresas industriais paulista, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por atividade econômica, em R\$

Pela análise da Figura 17, percebe-se que existe uma grande variação nas receitas dos segmentos, cujo valor médio é de R\$ 11,66 bilhões.

Custos e Despesas

Conhecer a proporção dos gastos dos diversos segmentos industriais em insumos, manutenção, aluguéis, serviços de terceiros, etc, em relação ao gasto total, permite conhecer como se dividem os custos das empresas e, além disso, permite avaliar a disposição das empresas em realizar determinados investimentos como, por exemplo, o investimento em pesquisa e desenvolvimento e em modernização de seu parque industrial.

A Tabela 50 apresenta, em valores absolutos, os custos e despesas realizados em 2001 por cada segmento, excluindo as despesas com salários. Da Figura 17, que apresenta o resultado do somatório destes gastos, se pode concluir que os segmentos com maiores receitas (código CNAE nº 15, código CNAE nº 24 e código CNAE nº 34) são, também, os que realizam maiores despesas. Mais do isso, comparando as receitas líquidas com as despesas, se pode observar que a proporção entre elas se mantém constante, salvo raras exceções. Esta similaridade pode significar que as planilhas de custo das empresas não diferem muito entre si.

Tabela 50 – Custos e despesas das empresas industriais paulista, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por atividade econômica, em R\$

CNAE	COMPRA DE INSUMOS	MANUTENÇÃO E REPARO DE BENS	ALUGUEIS E ARRENDAMENTO	ARRENDAMENTO MERCANTIL	SERVIÇOS PRESTADOS POR TERCEIROS PF	SERVIÇOS PRESTADOS POR TERCEIROS PJ	ROYALTIES E ASSISTÊNCIA TÉCNICA NO PAÍS
14	166.405.179	32.431.358	7.887.301	3.063.421	2.180.815	53.298.118	32.568
15	32.282.717.110	941.718.576	262.914.834	63.626.114	298.366.239	2.387.148.482	2.742.596
16	157.575.679	7.563.326	5.209.476	0	2.939.714	31.915.709	1.316.017
17	3.315.020.567	189.117.683	45.153.384	11.830.086	36.968.076	275.001.037	3.166.388
18	1.105.654.184	18.562.801	76.832.506	5.016.081	13.883.260	141.901.706	3.274.866
19	977.101.834	27.833.574	12.206.420	11.654.055	40.502.912	90.170.581	1.208.451
20	502.848.641	18.422.500	9.254.081	1.171.492	3.837.383	59.694.673	32.478
21	4.941.641.975	380.875.615	58.703.643	17.926.745	18.020.924	592.597.960	14.657.173
22	2.230.704.739	85.381.373	95.105.787	28.073.830	113.520.803	696.499.809	42.721.653
23	1.324.479.997	141.076.053	7.066.918	2.323.722	21.535.914	112.173.268	450.042
24	23.531.674.919	610.365.039	183.797.149	59.847.595	161.526.201	2.180.492.913	32.146.864
25	6.968.567.675	360.269.425	61.032.513	31.739.948	75.383.575	370.503.996	1.079.043
26	2.737.548.655	246.250.516	20.908.956	11.325.647	20.709.951	408.061.195	3.378.262
27	5.991.692.519	413.846.984	39.796.414	8.629.334	37.558.757	429.110.044	2.649.770
28	4.272.220.565	158.501.464	61.582.946	23.050.276	48.371.583	514.197.950	7.355.073
29	8.149.577.911	229.751.491	92.616.512	24.559.831	54.625.444	722.849.584	10.265.158
30	700.942.177	3.818.239	4.892.823	885.608	1.936.337	38.100.044	986.931
31	5.670.343.885	133.383.550	84.234.257	41.467.096	77.819.589	412.009.245	6.980.011
32	6.578.601.587	37.916.657	36.360.935	12.847.992	4.737.365	750.195.498	99.590.444
33	411.765.956	12.583.542	7.218.904	1.671.027	6.455.551	51.144.012	1.739.143
34	22.267.138.939	512.956.704	164.168.483	60.169.757	322.495.629	950.715.698	281.230.953
35	4.902.915.564	39.836.263	11.989.589	21.792.176	5.410.068	267.733.399	4.618.161
36	1.801.713.952	45.639.697	28.637.689	5.340.793	13.042.162	144.473.972	6.215.040
37	38.665.411	1.202.086	704.122	38.792	170.402	5.715.774	0
TOTAIS	141.027.519.620	4.649.304.516	1.378.275.642	448.051.418	1.381.998.654	11.685.704.667	527.837.085

Custos e despesas das empresas industriais paulista, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por atividade econômica, em R\$ (continuação)

<i>ROYALTIES E ASSISTÊNCIA TÉCNICA NO EXTERIOR</i>	<i>CUSTO DAS MERCADORIAS REVENDIDAS (NÃO PRODUZIDAS)</i>	<i>DESPESAS COM VEÍCULOS E CONSERVAÇÃO DE BENS</i>	<i>PROPAGANDA E PUBLICIDADE</i>	<i>DESPESAS COM P&D</i>	<i>TOTAL DAS DESPESAS</i>
1	1.835.145	5.033.199	743.547	57.583	272.968.235
172.530.695	1.654.771.652	282.483.487	1.283.061.074	51.077.466	39.683.158.325
0	0	3.646.988	22.860.823	0	233.027.732
6.600.456	113.892.339	21.313.043	32.942.419	1.144.182	4.052.149.660
0	117.795.421	8.890.926	45.467.695	80.248	1.537.359.694
10.729.479	26.907.414	9.144.062	96.786.754	82.764	1.304.328.300
37.198	12.618.314	9.764.956	10.091.243	33.665	627.806.624
7.351.682	410.070.718	26.634.481	152.181.717	3.803.713	6.624.466.346
6.887.632	237.043.652	55.070.594	248.623.489	1.808.118	3.841.441.479
0	136.474.381	25.033.154	6.498.193	1.970.590	1.779.082.232
140.318.248	3.591.649.059	233.795.454	1.597.347.603	30.264.236	32.353.225.280
29.704.280	230.998.724	35.217.616	87.023.869	14.095.318	8.265.615.982
16.011.275	119.098.219	32.501.891	78.097.868	51.219.296	3.745.111.731
6.684.925	65.476.310	95.178.198	34.757.673	12.968.659	7.138.349.587
4.551.482	161.158.354	114.028.626	65.260.360	2.530.898	5.432.809.577
44.716.894	717.408.596	244.430.155	196.947.632	11.122.080	10.498.871.288
18.501.026	8.710.751	1.011.599	1.935.631	10.331.301	792.052.467
31.160.461	695.926.219	26.525.115	114.961.226	12.547.228	7.307.357.882
43.187.874	893.923.390	22.135.900	45.985.376	5.408.377	8.530.891.395
963.651	107.615.642	6.996.046	14.506.710	1.697.239	624.357.423
65.511.902	2.374.704.810	124.170.844	793.755.633	148.544.475	28.065.563.827
246.422	31.899.596	10.172.673	41.093.679	92.610.392	5.430.317.982
9.364.850	62.585.188	24.207.301	41.512.402	1.389.550	2.184.122.596
0	148.113	143.588	222.149	0	47.010.437
615.060.433	11.772.712.007	1.417.529.896	5.012.664.765	454.787.378	180.371.446.081

Tabela 51 – Distribuição percentual dos custos e despesas das empresas industriais paulista, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por atividade econômica

CNAE	COMPRA DE INSUMOS	MANUTENÇÃO E REPARO DE BENS	ALUGUEIS E ARRENDAMENTO	ARRENDAMENTO MERCANTIL	SERVIÇOS PRESTADOS POR TERCEIROS PF	SERVIÇOS PRESTADOS POR TERCEIROS PJ
14	60,96	11,88	2,89	1,12	0,80	19,53
15	81,35	2,37	0,66	0,16	0,75	6,02
16	67,62	3,25	2,24	0,00	1,26	13,70
17	81,81	4,67	1,11	0,29	0,91	6,79
18	71,92	1,21	5,00	0,33	0,90	9,23
19	74,91	2,13	0,94	0,89	3,11	6,91
20	80,10	2,93	1,47	0,19	0,61	9,51
21	74,60	5,75	0,89	0,27	0,27	8,95
22	58,07	2,22	2,48	0,73	2,96	18,13
23	74,45	7,93	0,40	0,13	1,21	6,31
24	72,73	1,89	0,57	0,18	0,50	6,74
25	84,31	4,36	0,74	0,38	0,91	4,48
26	73,10	6,58	0,56	0,30	0,55	10,90
27	83,94	5,80	0,56	0,12	0,53	6,01
28	78,64	2,92	1,13	0,42	0,89	9,46
29	77,62	2,19	0,88	0,23	0,52	6,89
30	88,50	0,48	0,62	0,11	0,24	4,81
31	77,60	1,83	1,15	0,57	1,06	5,64
32	77,12	0,44	0,43	0,15	0,06	8,79
33	65,95	2,02	1,16	0,27	1,03	8,19
34	79,34	1,83	0,58	0,21	1,15	3,39
35	90,29	0,73	0,22	0,40	0,10	4,93
36	82,49	2,09	1,31	0,24	0,60	6,61
37	82,25	2,56	1,50	0,08	0,36	12,16
TOTAIS	78,19	2,58	0,76	0,25	0,77	6,48
DESV.PAD.	7,88	2,66	1,04	0,27	0,74	4,02

Distribuição percentual dos custos e despesas das empresas industriais paulista, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por atividade econômica (continuação)

ROYALTIES E ASSISTÊNCIA TÉCNICA NO PAÍS	ROYALTIES E ASSISTÊNCIA TÉCNICA NO EXTERIOR	CUSTO DAS MERCADORIAS RE VENDIDAS (NÃO PRODUZIDAS)	DESPESAS COM VEÍCULOS E CONSERVAÇÃO DE BENS	PROPAGANDA E PUBLICIDADE	DESPESAS COM P&D
0,01	0,00	0,67	1,84	0,27	0,02
0,01	0,43	4,17	0,71	3,23	0,13
0,56	0,00	0,00	1,57	9,81	0,00
0,08	0,16	2,81	0,53	0,81	0,03
0,21	0,00	7,66	0,58	2,96	0,01
0,09	0,82	2,06	0,70	7,42	0,01
0,01	0,01	2,01	1,56	1,61	0,01
0,22	0,11	6,19	0,40	2,30	0,06
1,11	0,18	6,17	1,43	6,47	0,05
0,03	0,00	7,67	1,41	0,37	0,11
0,10	0,43	11,10	0,72	4,94	0,09
0,01	0,36	2,79	0,43	1,05	0,17
0,09	0,43	3,18	0,87	2,09	1,37
0,04	0,09	0,92	1,33	0,49	0,18
0,14	0,08	2,97	2,10	1,20	0,05
0,10	0,43	6,83	2,33	1,88	0,11
0,12	2,34	1,10	0,13	0,24	1,30
0,10	0,43	9,52	0,36	1,57	0,17
1,17	0,51	10,48	0,26	0,54	0,06
0,28	0,15	17,24	1,12	2,32	0,27
1,00	0,23	8,46	0,44	2,83	0,53
0,09	0,00	0,59	0,19	0,76	1,71
0,28	0,43	2,87	1,11	1,90	0,06
0,00	0,00	0,32	0,31	0,47	0,00
0,29	0,34	6,53	0,79	2,78	0,25
0,35	0,48	4,31	0,63	2,46	0,48

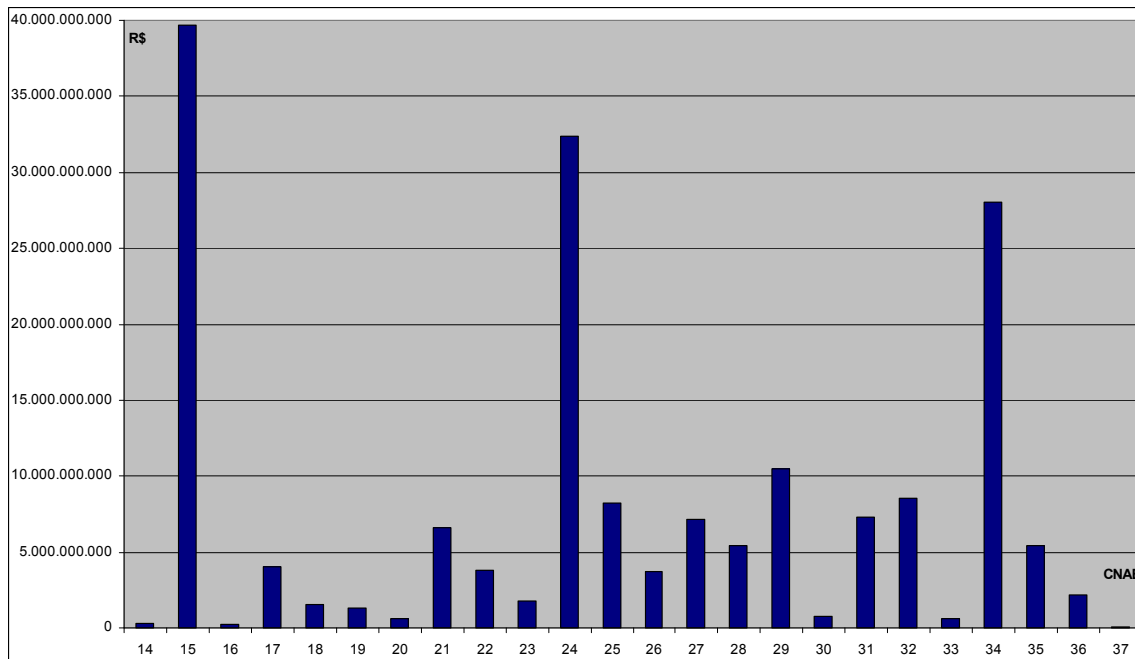


Figura 18: Custos e despesas das empresas industriais paulista, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por atividade econômica, em R\$

Para verificar a veracidade desta hipótese, foi montada a Tabela 51 que apresenta, em relação ao total, a proporção de cada tipo de despesa. Isto feito, se verificou que esta não é a realidade, pois, esta aparente similaridade entre as planilhas de custo dos diversos tipos de segmento se limita ao gastos com compra de insumos, que representam 78,19 % do total (), com seu desvio padrão de apenas 7,88%. Por representar cerca de três quartos das despesas das empresas de todos os segmentos, os gastos com insumos transmitem a falsa idéia de igualdade da planilha de custos de todos os segmentos.

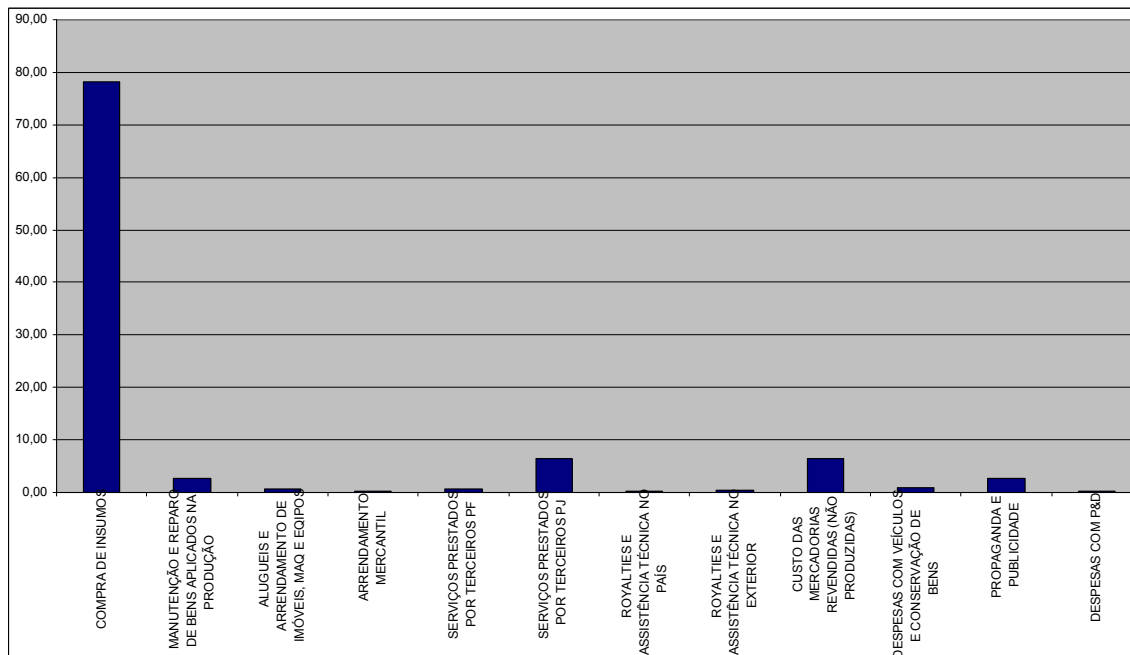


Figura 19: Percentagem de custos e despesas das empresas industriais paulistas, em 2001, excluindo custo com mão-de-obra, por tipo de custo

Algumas outras considerações importantes podem ser extraídas da Tabela 51 e Figura 19, em relação às porcentagens dos diversos gastos. Por exemplo, destaca-se que se gastam somente 0,25% do total das despesas, em arrendamento mercantil, o que pode ser uma indicação de que pouco se investem em modernização. Isto é muito inferior aos gastos com propaganda, que foram de 2,78%, em média. Porém, melhores conclusões a este respeito são obtidas quando se analisa, mais adiante, a disposição das empresas em realizar investimentos e em que áreas.

Outro ponto a observar é com relação aos gastos em pesquisa e desenvolvimento, com 0,25% em média, igual aos gastos com arrendamento mercantil e próximo ao que se paga de royalties com 0,29% e 0,34%, no Brasil e no exterior, respectivamente. Porém, há segmentos, como o de fabricação de produtos minerais não-metálicos, o de fabricação de máquinas para escritório e equipamentos de informática e o de fabricação de outros equipamentos de transporte, que alegaram gastar 1,37%, 1,30% e 1,71%, em média, respectivamente, em P&D. No entanto, as indústrias de móveis e calçados estão bem abaixo da média, com 0,06% e 0,01%, respectivamente.

As indústrias de móveis e calçados ficam na média Estadual em relação à utilização de mão-de-obra terceirizada; a indústria paulista, na média, despendeu 6,482% neste tipo de gasto, as indústrias de móveis e calçados despenderam 6,61% e 6,91%, respectivamente.

Impostos e Encargos

Conhecer os impostos pagos pelas empresas (Tabela 52; Tabela 53; Figura 20 e Figura 21), em conjunto com sua receita líquida e despesas e custos, possibilita deduzir seu lucro e, por consequência, sua potencialidade para realizar investimentos se alavancando o crescimento do setor.

Tabela 52 – Distribuição percentual dos impostos e encargos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica

CNAE	IMPOSTOS INCIDENTES SOBRE VENDA	TOTAL DE IMPOSTOS E ENCARGOS NÃO INCIDENTES SOBRE A VENDA
14	0,13	0,26
15	21,59	14,34
16	1,33	0,23
17	2,15	2,79
18	0,88	1,26
19	0,59	0,85
20	0,39	0,39
21	3,87	4,84
22	0,97	5,04
23	0,41	0,84
24	17,82	16,42
25	5,42	4,59
26	3,17	3,08
27	5,41	4,76
28	3,36	4,18
29	5,77	8,12
30	0,22	0,20
31	4,38	5,22
32	2,70	3,43
33	0,46	0,63
34	17,24	13,11
35	0,29	3,56
36	1,41	1,79
37	0,02	0,08
TOTAL	100,00	100,00

A análise isolada da não permite acrescentar novas conclusões a respeito dos segmentos, pois as proporções de pagamento de impostos e encargos, incidentes ou não na produção, se mantiveram praticamente constantes, quando comparados com a receita líquida dos segmentos ().

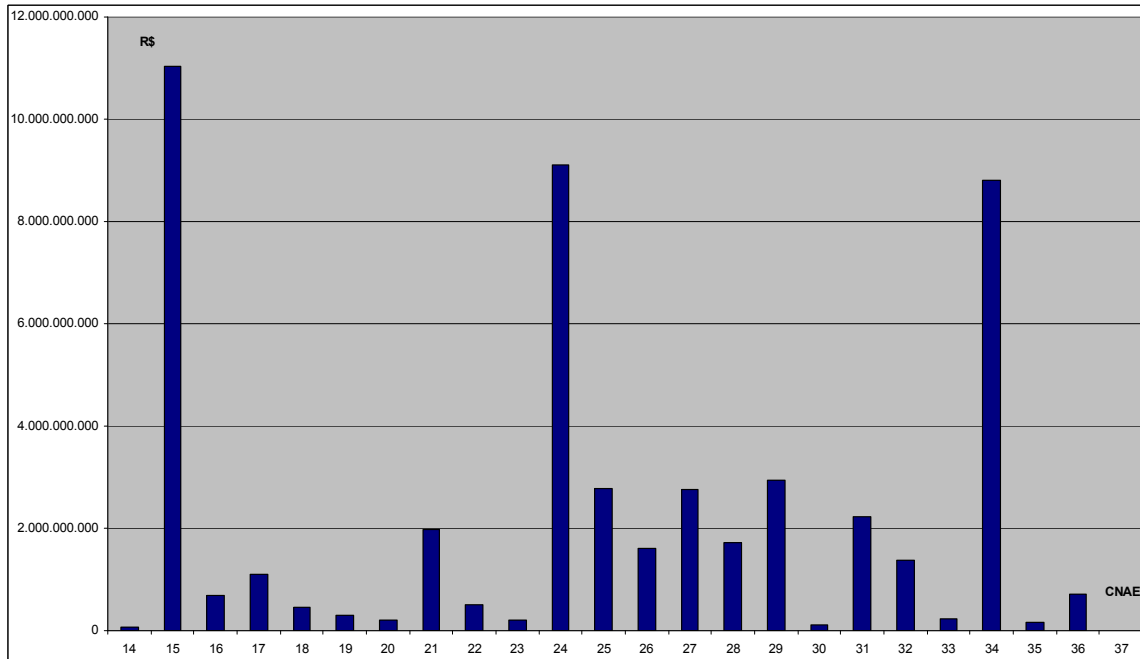


Figura 20: Impostos e encargos incidentes sobre a venda das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$

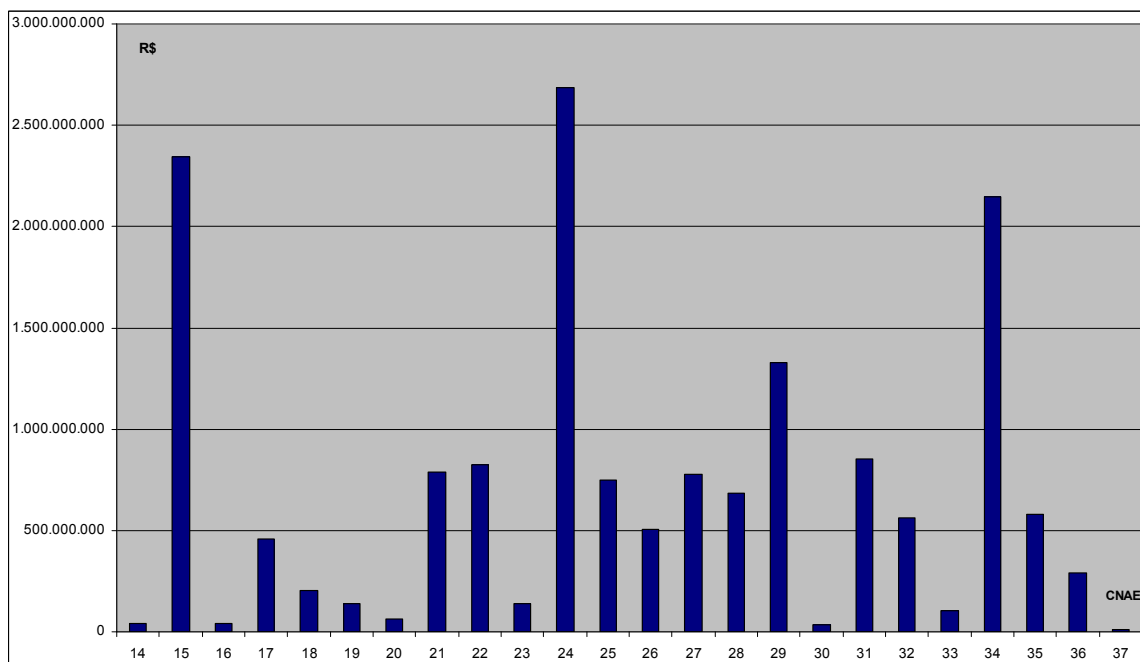


Figura 21: Impostos e encargos não incidentes sobre a venda das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$

Tabela 53 – Impostos e encargos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$

CNAE	IMPOSTOS INCIDENTES SOBRE VENDA (R\$)	DEMAIS IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES (R\$)	ENCARGOS SOCIAIS, TRABALHISTAS E BENEFÍCIOS (R\$)	TOTAL DE IMPOSTOS E ENCARGOS NÃO INCIDENTES SOBRE A VENDA
14,00	65.191.030,00	4.744.705,00	38.413.308,00	43.158.013,00
15,00	11.038.141.096,00	439.340.834,00	1.906.165.452,00	2.345.506.286,00
16,00	679.979.073,00	2.568.690,00	35.258.542,00	37.827.232,00
17,00	1.100.763.172,00	95.147.480,00	361.608.730,00	456.756.210,00
18,00	450.726.084,00	26.004.190,00	179.965.375,00	205.969.565,00
19,00	302.994.509,00	17.753.359,00	120.941.072,00	138.694.431,00
20,00	200.165.532,00	8.287.895,00	55.063.865,00	63.351.760,00
21,00	1.976.786.069,00	205.654.181,00	585.768.159,00	791.422.340,00
22,00	497.014.711,00	200.251.869,00	623.651.188,00	823.903.057,00
23,00	207.730.535,00	46.975.682,00	90.333.904,00	137.309.586,00
24,00	9.110.338.975,00	633.844.799,00	2.052.279.768,00	2.686.124.567,00
25,00	2.771.781.756,00	122.196.327,00	628.982.111,00	751.178.438,00
26,00	1.619.565.153,00	166.910.000,00	336.259.202,00	503.169.202,00
27,00	2.767.799.590,00	171.175.248,00	608.247.341,00	779.422.589,00
28,00	1.719.468.776,00	127.780.972,00	555.877.254,00	683.658.226,00
29,00	2.951.635.521,00	315.117.279,00	1.012.690.615,00	1.327.807.894,00
30,00	110.229.731,00	8.177.838,00	25.356.663,00	33.534.501,00
31,00	2.240.258.200,00	122.025.871,00	731.102.330,00	853.128.201,00
32,00	1.380.350.587,00	184.407.057,00	377.125.139,00	561.532.196,00
33,00	235.315.680,00	21.067.174,00	81.205.018,00	102.272.192,00
34,00	8.813.639.976,00	313.315.786,00	1.831.595.180,00	2.144.910.966,00
35,00	150.704.320,00	385.797.458,00	196.547.048,00	582.344.506,00
36,00	720.131.726,00	67.216.194,00	225.153.695,00	292.369.889,00
37,00	9.925.922,00	728.906,00	12.707.567,00	13.436.473,00
TOTAIS	51.120.637.724,00	3.686.489.794,00	12.672.298.526,00	16.358.788.320,00

Investimentos Realizados

Esta informação é de suma importância para se conhecer a disposição do empresariado dos diversos segmentos industriais a investimentos e de que tipo. Por meio desta variável, podem ser verificados os investimentos em modernização do parque industrial, em relação ao total dos investimentos, assim como a proporcionalidade do investimento em relação à receita e ao patrimônio das empresas.

A Tabela 54 e Figura 22, indicam, em valores absolutos, os investimentos realizados em 2001, por cada segmento industrial. Da Tabela 55 e Figura 23, que mostram o resultado do somatório destes gastos, se pode concluir que os segmentos com maiores receitas (código CNAE nº 15, código CNAE nº 24 e código CNAE nº 34) foram também os que realizam maiores investimentos, porém, há de se destacar os grandes investimentos realizados pelos segmentos código CNAE nº 21 e código CNAE nº 27, fabricação de celulose, papel e produtos de papel; e metalurgia básica, respectivamente.

As indústrias de móveis e calçados estão entre as que menos investiam, ocupando a 16ª e 19ª posições em relação aos demais segmentos industriais do Estado, o que só vem a comprovar a tendência geral dos investimentos serem proporcionais à receita líquida (estes segmentos ocuparam a 15ª e 18ª posições, respectivamente, em relação a receita líquida).

De todas as categorias de investimentos, um dos mais importantes são os realizados em máquinas e equipamentos, pois podem indicar a tendência de modernização do processo de fabricação.

Os segmentos de móveis e calçados ocuparam a 16ª e 19ª posições em relação aos totais de investimentos e, com relação aos investimentos em máquinas e equipamentos, eles ocuparam a 16ª e 21ª posições, respectivamente.

Um bom indicador para averiguar a tendência de crescimento do segmento é verificar a parcela dos investimentos em aquisição de terrenos, construção e ampliações e, por este prisma, verifica-se que a indústria de móveis permanecem estagnadas, enquanto que a de calçados se retraiu, investindo proporcionalmente menos no crescimento de suas instalações. Há de se destacar o grande crescimento apresentado pela indústria química (24) e de montagem de veículos (34).

Tabela 54 – Investimentos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$

CNAE	TERRENOS, EDIFICAÇÕES E AMPLIAÇÕES	TOTAL DE MAQ. E EQUIPOS INDUSTRIAIS	TOTAL DE MAQ. E EQUIPOS INDUSTRIAIS NACIONAIS	TOTAL DE MAQ. E EQUIPOS INDUSTRIAIS IMPORTADOS
14	5.905.507,00	21.028.418,00	20.994.165,00	34.253,00
15	466.701.208,00	1.730.254.248,00	1.544.339.925,00	185.403.938,00
16	2.287.754,00	29.168.396,00	23.845.889,00	5.322.507,00
17	47.892.733,00	385.531.631,00	156.278.082,00	227.337.187,00
18	11.655.548,00	74.751.068,00	70.914.514,00	4.124.022,00
19	5.534.096,00	27.001.551,00	25.816.417,00	1.172.947,00
20	9.589.865,00	48.945.648,00	37.273.082,00	11.673.929,00
21	349.307.670,00	1.516.848.934,00	1.341.910.129,00	176.819.689,00
22	40.657.098,00	594.332.400,00	314.561.119,00	279.749.892,00
23	37.449.979,00	118.351.131,00	117.404.893,00	946.238,00
24	841.694.739,00	1.263.888.833,00	889.509.662,00	374.164.009,00
25	74.257.202,00	572.627.823,00	415.764.505,00	161.355.600,00
26	112.691.683,00	280.206.906,00	211.423.408,00	68.783.498,00
27	252.129.495,00	1.702.605.120,00	1.321.120.848,00	381.512.791,00
28	74.948.261,00	321.379.148,00	250.380.300,00	70.938.691,00
29	105.756.916,00	687.714.344,00	630.469.868,00	63.384.127,00
30	6.276.179,00	24.615.458,00	5.607.182,00	19.008.276,00
31	94.397.838,00	487.064.559,00	309.876.680,00	174.575.832,00
32	78.193.413,00	258.875.699,00	112.977.824,00	154.447.633,00
33	16.648.348,00	30.193.972,00	19.319.237,00	10.874.735,00
34	454.455.212,00	2.500.470.068,00	1.889.864.885,00	610.636.181,00
35	100.788.462,00	107.229.173,00	21.489.706,00	85.739.467,00
36	21.053.021,00	83.973.675,00	65.686.372,00	17.970.686,00
37	0,00	6.799.362,00	6.671.758,00	127.604,00
TOTAIS	3.210.272.227,00	12.873.857.565,00	9.803.500.450,00	3.086.103.732,00

Investimentos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$ (continuação)

TOTAL EQUIPOS DE TRANSPORTE	DEMAIS AQUISIÇÕES	BENS TANGÍVEIS (MOVEIS, COMPUTADORES ETC)	BENS INTANGÍVEIS (MARCAS, PATENTES, TECNOLOGIAS, ETC) R\$	TOTAL DE INVESTIMENTOS REALIZADOS
6.800.092,00	2.492.567,00	2.409.775,00	82.792,00	59.747.569,00
146.285.558,00	1.014.001.788,00	999.166.175,00	15.004.516,00	6.101.157.356,00
2.614.576,00	10.465.156,00	10.439.071,00	26.085,00	84.169.434,00
9.190.370,00	43.401.252,00	40.220.518,00	4.015.777,00	913.867.550,00
4.475.079,00	13.711.952,00	10.550.841,00	3.102.558,00	193.285.582,00
3.072.825,00	31.991.233,00	31.703.791,00	291.224,00	126.584.084,00
4.272.203,00	28.448.437,00	28.347.035,00	101.402,00	168.651.601,00
14.130.971,00	511.539.291,00	491.097.557,00	20.441.734,00	4.422.095.975,00
11.866.697,00	97.849.949,00	81.113.414,00	16.832.332,00	1.436.962.901,00
27.629.071,00	15.939.216,00	14.777.786,00	1.161.430,00	333.659.744,00
110.539.626,00	464.288.672,00	425.720.618,00	38.590.256,00	4.408.396.415,00
18.050.513,00	170.929.086,00	118.179.213,00	53.820.608,00	1.584.984.550,00
42.618.344,00	399.514.492,00	377.899.545,00	21.616.774,00	1.514.754.650,00
22.593.564,00	130.809.172,00	110.897.818,00	19.947.275,00	3.941.616.083,00
13.157.296,00	76.444.409,00	70.928.306,00	5.675.359,00	883.851.770,00
35.368.682,00	173.501.270,00	152.899.304,00	20.698.401,00	1.869.792.912,00
185.663,00	5.129.110,00	3.060.856,00	2.068.254,00	65.950.978,00
25.879.106,00	145.029.799,00	128.676.272,00	23.577.426,00	1.389.077.512,00
7.454.406,00	173.373.785,00	153.446.466,00	16.542.060,00	955.311.286,00
4.004.002,00	11.845.844,00	9.678.191,00	2.167.653,00	104.731.982,00
145.906.783,00	1.134.137.517,00	1.102.840.179,00	31.396.867,00	7.869.707.692,00
4.862.446,00	97.418.746,00	95.733.901,00	1.684.845,00	514.946.746,00
8.857.899,00	25.390.210,00	24.716.332,00	671.436,00	248.319.631,00
718.981,00	1.953.727,00	1.883.340,00	70.387,00	18.225.159,00
670.534.753,00	4.779.606.680,00	4.486.386.304,00	299.587.451,00	39.209.849.162,00

Tabela 55 – Distribuição percentual dos investimentos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica

CNAE	TERRENOS, EDIFICAÇÕES E AMPLIAÇÕES	TOTAL DE MAQ. E EQUIPOS INDUSTRIAIS	TOTAL DE MAQ. E EQUIPOS INDUSTRIAIS NACIONAIS	TOTAL DE MAQ. E EQUIPOS INDUSTRIAIS IMPORTADOS
14	9,88	35,20	35,14	0,06
15	7,65	28,36	25,31	3,04
16	2,72	34,65	28,33	6,32
17	5,24	42,19	17,10	24,88
18	6,03	38,67	36,69	2,13
19	4,37	21,33	20,39	0,93
20	5,69	29,02	22,10	6,92
21	7,90	34,30	30,35	4,00
22	2,83	41,36	21,89	19,47
23	11,22	35,47	35,19	0,28
24	19,09	28,67	20,18	8,49
25	4,69	36,13	26,23	10,18
26	7,44	18,50	13,96	4,54
27	6,40	43,20	33,52	9,68
28	8,48	36,36	28,33	8,03
29	5,66	36,78	33,72	3,39
30	9,52	37,32	8,50	28,82
31	6,80	35,06	22,31	12,57
32	8,19	27,10	11,83	16,17
33	15,90	28,83	18,45	10,38
34	5,77	31,77	24,01	7,76
35	19,57	20,82	4,17	16,65
36	8,48	33,82	26,45	7,24
37	0,00	37,31	36,61	0,70
TOTAIS	8,19	32,83	25,00	7,87

Distribuição percentual dos investimentos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica (continuação)

TOTAL EQUIPOS DE TRANSPORTE	DEMAIS AQUISIÇÕES	BENS TANGÍVEIS (MÓVEIS, COMPUTADORES ETC)	BENS INTANGÍVEIS (MARCAS, PATENTES, TECNOLOGIAS, ETC)
11,38	4,17	4,03	0,14
2,40	16,62	16,38	0,25
3,11	12,43	12,40	0,03
1,01	4,75	4,40	0,44
2,32	7,09	5,46	1,61
2,43	25,27	25,05	0,23
2,53	16,87	16,81	0,06
0,32	11,57	11,11	0,46
0,83	6,81	5,64	1,17
8,28	4,78	4,43	0,35
2,51	10,53	9,66	0,88
1,14	10,78	7,46	3,40
2,81	26,37	24,95	1,43
0,57	3,32	2,81	0,51
1,49	8,65	8,02	0,64
1,89	9,28	8,18	1,11
0,28	7,78	4,64	3,14
1,86	10,44	9,26	1,70
0,78	18,15	16,06	1,73
3,82	11,31	9,24	2,07
1,85	14,41	14,01	0,40
0,94	18,92	18,59	0,33
3,57	10,22	9,95	0,27
3,94	10,72	10,33	0,39
1,71	12,19	11,44	0,76

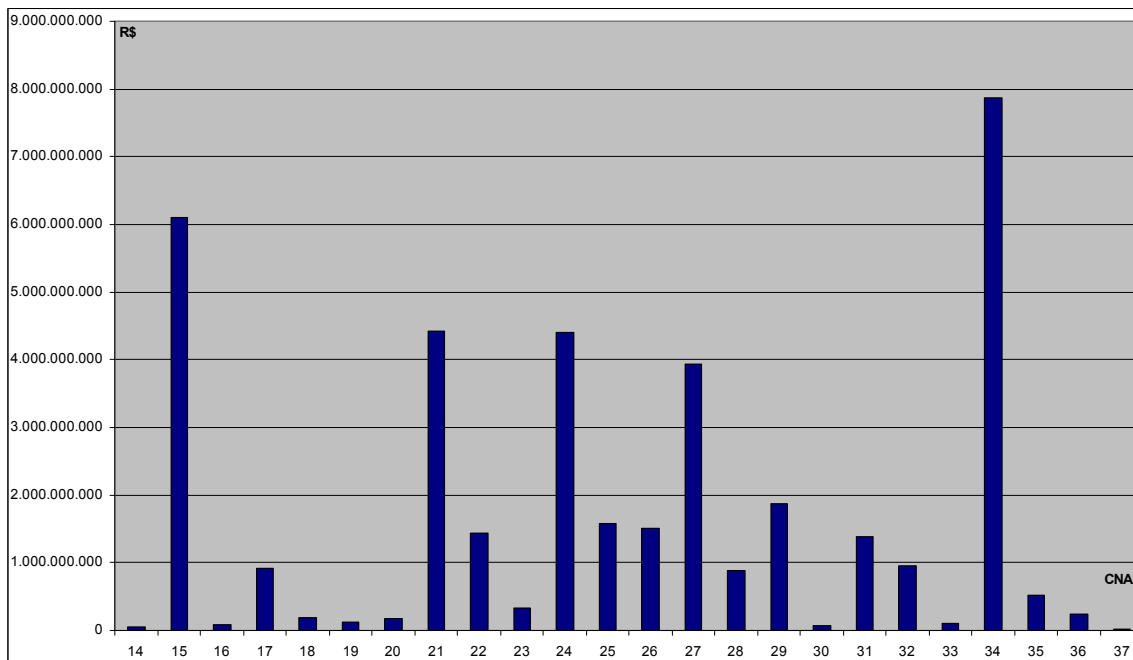


Figura 22: Investimentos das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$

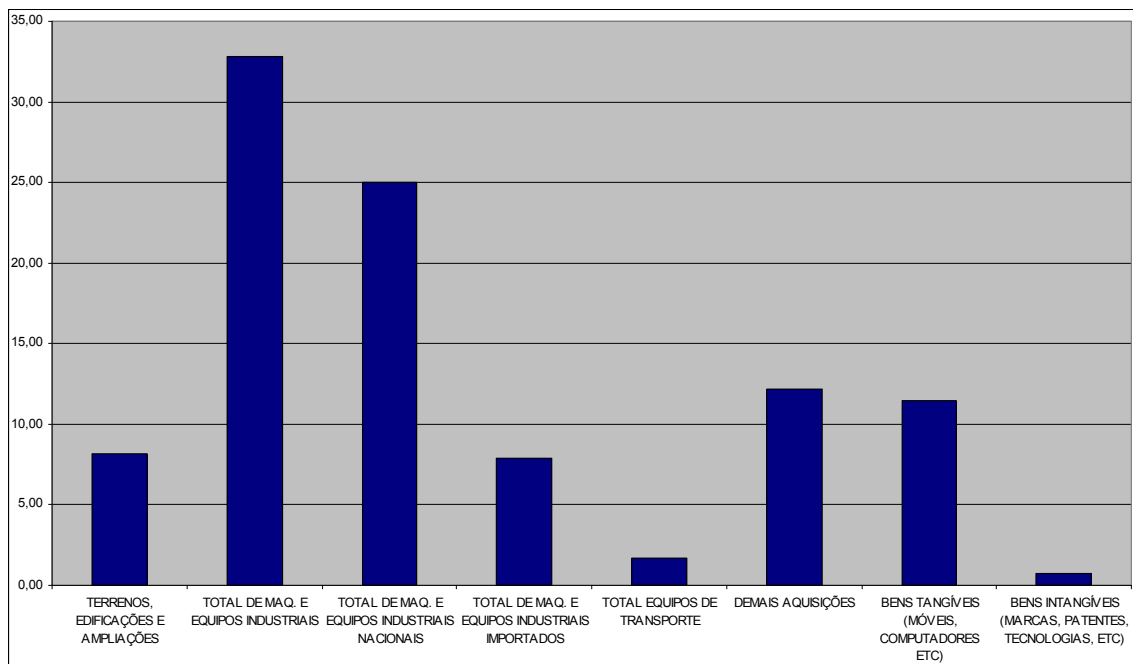


Figura 23: Distribuição percentual dos investimentos das empresas industriais paulistas, em 2001, por tipo de investimento

Nível de Investimento por Unidade de Receita Líquida

Esta é uma importante relação econômica correspondente ao quociente entre investimento e receita líquida. Por meio dela é possível se averiguar a consistência de algumas das análises realizadas sobre os níveis absolutos de investimentos. A Tabela

56 e a Figura 24 mostram este indicador por tipo de investimento e por atividade econômica.

Tabela 56 – Nível de investimento por unidade de receita líquida, por tipo de investimento e por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo, em 2001

CNAE	TERRENOS, EDIFICAÇÕES E AMPLIAÇÕES	TOTAL DE MAQ. E EQUIPOS INDUSTRIAIS	TOTAL EQUIPOS DE TRANSPORTE	DEMAIS AQUISIÇÕES	BENS TANGÍVEIS (MÓVEIS, COMPUTADORES ETC)	BENS INTANGÍVEIS (MARCAS, PATENTES, TECNOLOGIAS, ETC)	TOTAL DE INVESTIMENTOS REALIZADOS
14	0,0109	0,0390	0,0126	0,0046	0,0045	0,0002	0,1107
15	0,0082	0,0306	0,0026	0,0179	0,0177	0,0003	0,1078
16	0,0063	0,0806	0,0072	0,0289	0,0289	0,0001	0,2326
17	0,0070	0,0566	0,0014	0,0064	0,0059	0,0006	0,1343
18	0,0048	0,0309	0,0018	0,0057	0,0044	0,0013	0,0798
19	0,0025	0,0124	0,0014	0,0147	0,0146	0,0001	0,0581
20	0,0091	0,0465	0,0041	0,0270	0,0269	0,0001	0,1602
21	0,0296	0,1285	0,0012	0,0433	0,0416	0,0017	0,3747
22	0,0053	0,0772	0,0015	0,0127	0,0105	0,0022	0,1868
23	0,0127	0,0402	0,0094	0,0054	0,0050	0,0004	0,1132
24	0,0169	0,0255	0,0022	0,0093	0,0086	0,0008	0,0888
25	0,0062	0,0475	0,0015	0,0142	0,0098	0,0045	0,1315
26	0,0162	0,0403	0,0061	0,0575	0,0544	0,0031	0,2181
27	0,0178	0,1205	0,0016	0,0093	0,0079	0,0014	0,2790
28	0,0085	0,0363	0,0015	0,0086	0,0080	0,0006	0,0998
29	0,0060	0,0390	0,0020	0,0098	0,0087	0,0012	0,1061
30	0,0053	0,0207	0,0002	0,0043	0,0026	0,0017	0,0555
31	0,0074	0,0384	0,0020	0,0114	0,0101	0,0019	0,1095
32	0,0069	0,0229	0,0007	0,0154	0,0136	0,0015	0,0846
33	0,0109	0,0198	0,0026	0,0077	0,0063	0,0014	0,0685
34	0,0115	0,0634	0,0037	0,0287	0,0280	0,0008	0,1995
35	0,0122	0,0130	0,0006	0,0118	0,0116	0,0002	0,0623
36	0,0059	0,0234	0,0025	0,0071	0,0069	0,0002	0,0691
37	0,0000	0,0654	0,0069	0,0188	0,0181	0,0007	0,1753

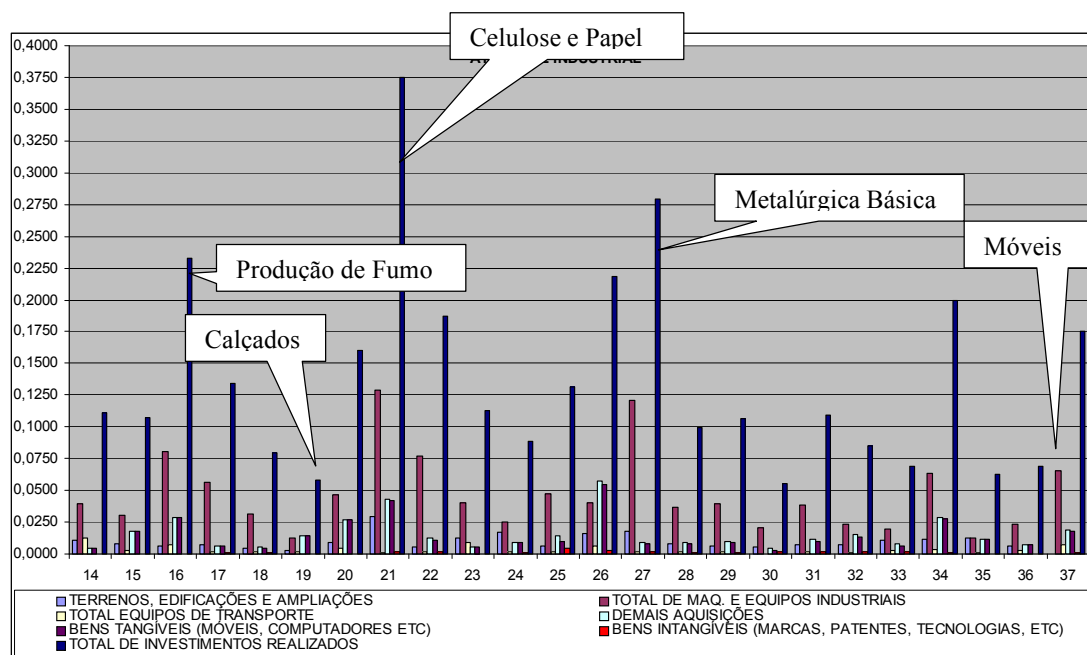


Figura 24: Nível de investimento por unidade de receita líquida, por tipo de investimento e por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo, em 2001

Por meio deste índice, se confirmam as conclusões que vem sendo apresentado ao longo deste trabalho.

O segmento de maior nível de investimento por unidade de receita líquida foi o de papel e celulose, com valor total de 0,37, sendo que os maiores investimentos se

concentrarão na aquisição de máquinas e equipamentos. Na seqüência, o segundo maior segmento foi o de metalúrgica básica, com um valor de 0,28. A novidade fica por conta do segmento de produção de fumo, com um valor de 0,23 e concentração de investimentos também em máquinas e equipamentos.

Em 23º lugar no Estado de São Paulo, em termos de nível de investimento por unidade de receita líquida, está a indústria calçadista, enquanto o segmento moveleiro se encontrou em 20º, o que indica que estes são setores que pouco investem em relação à sua receita líquida, não devendo, por conseguinte, apresentar um crescimento substancial, pelo menos a curtos e médios prazos.

Patrimônio

O quociente entre investimento e patrimônio é um indicador financeiro clássico útil na determinação do potencial econômico financeiro dos segmentos industriais do Estado. A Tabela 57 e a Figura 25 apresentam o patrimônio das empresas industriais paulistas, por atividade econômica conforme levantado pela pesquisa PAEP.

Tabela 57 – Patrimônio das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$

CNAE	ATIVO	PASSIVO	PATRIMÔNIO LIQUIDO
14,00	386.168.992,00	200.576.091,00	182.293.591,00
15,00	37.134.786.589,00	25.525.321.696,00	11.291.372.523,00
16,00	29.791.597,00	73.092.884,00	-43.301.289,00
17,00	4.874.942.303,00	3.535.225.746,00	1.286.984.474,00
18,00	1.121.762.765,00	608.875.783,00	495.735.962,00
19,00	1.414.263.595,00	731.272.908,00	658.502.478,00
20,00	954.293.766,00	545.627.040,00	396.450.364,00
21,00	17.067.462.076,00	9.128.289.865,00	7.887.172.598,00
22,00	5.617.964.459,00	4.352.785.639,00	1.231.438.655,00
23,00	1.908.065.085,00	1.122.733.099,00	604.969.997,00
24,00	24.890.363.210,00	14.602.967.390,00	8.877.897.181,00
25,00	6.321.930.691,00	4.199.418.570,00	1.907.762.320,00
26,00	5.179.979.845,00	2.916.412.694,00	2.203.022.374,00
27,00	18.432.024.160,00	11.387.924.129,00	7.085.017.925,00
28,00	7.247.611.144,00	4.342.693.610,00	2.779.761.900,00
29,00	12.755.902.398,00	6.925.838.980,00	5.264.514.998,00
30,00	787.769.608,00	659.354.207,00	128.415.392,00
31,00	6.050.797.973,00	4.003.485.771,00	2.027.899.689,00
32,00	9.447.256.852,00	7.545.329.489,00	1.898.970.948,00
33,00	756.924.775,00	494.537.589,00	253.577.842,00
34,00	16.516.048.940,00	9.988.941.641,00	3.169.154.201,00
35,00	8.523.731.702,00	5.702.925.967,00	2.818.190.563,00
36,00	2.395.105.962,00	1.682.330.429,00	666.665.743,00
37,00	88.755.699,00	37.119.709,00	51.635.984,00
TOTAIS	189.903.704.186,00	120.313.080.926,00	63.124.106.413,00

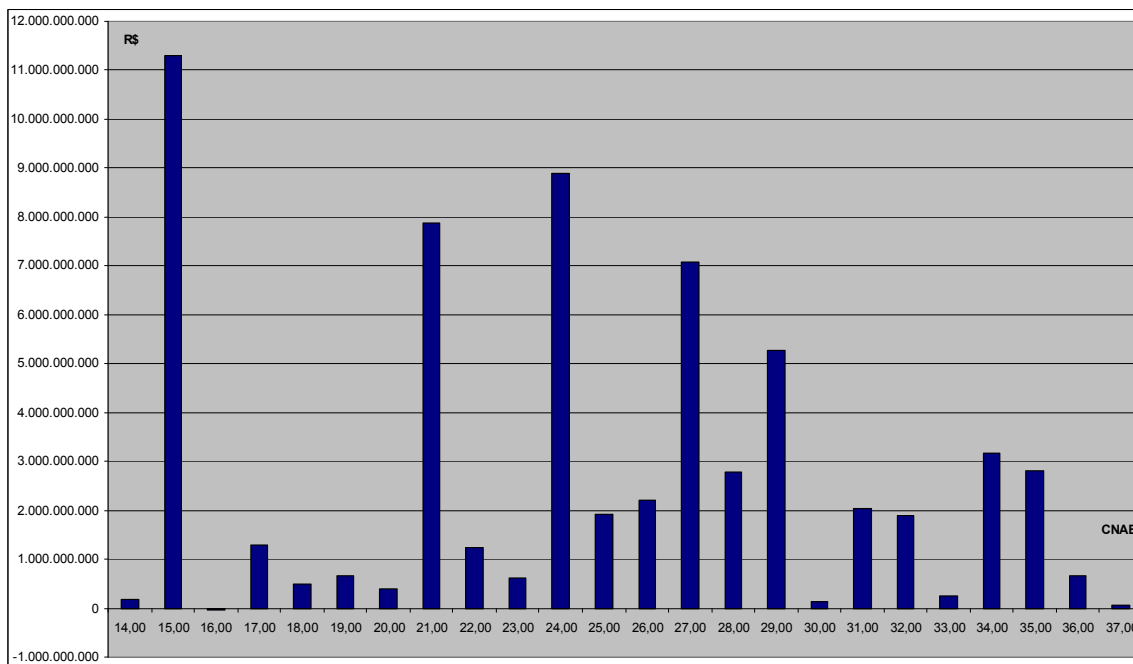


Figura 25: Patrimônio das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$

10.3.4.1.1 Relação Entre Investimento e Patrimônio

Conforme já foi mencionado, o quociente entre o investimento e o patrimônio industrial é uma importante relação financeira. Por meio dela é possível averiguar a consistência de algumas das análises realizadas sobre os níveis absolutos de investimentos. A Tabela 58 e a Figura 26 apresentam esta relação.

Tabela 58 – Quociente entre a relação investimento e patrimônio líquido das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica

CNAE	RELAÇÃO ENTRE INVESTIMENTO E PATRIMÔNIO
14	0,33
15	0,54
16	-1,94
17	0,71
18	0,39
19	0,19
20	0,43
21	0,56
22	1,17
23	0,55
24	0,50
25	0,83
26	0,69
27	0,56
28	0,32
29	0,36
30	0,51
31	0,68
32	0,50
33	0,41
34	2,48
35	0,18
36	0,37
37	0,35

Segundo o quociente investimento/patrimônio, o segmento de maior expressão foi o de fabricação e montagem de veículos, investindo 2,48 vezes o valor de seu patrimônio líquido. Analisando por este índice, a indústria de celulose teve uma queda considerável, ocupando a sétima posição no Estado. Esta é uma queda significativa em relação ao nível de investimento por unidade de receita líquida, onde ocupava, em 2001, a primeira posição. Outro destaque negativo, comparando estes dois índices, é a indústria do fumo, que neste caso apresentou uma relação negativa de 1,94.

A indústria de móveis, com 0,37, e a de calçados, com 0,19, ocupavam, respectivamente, a 17ª e a 22ª posições no ranking das empresas que mais investem em relação ao seu patrimônio líquido, resultado que não se distancia muito, quando comparado com o índice de investimento por unidade de receita líquida.

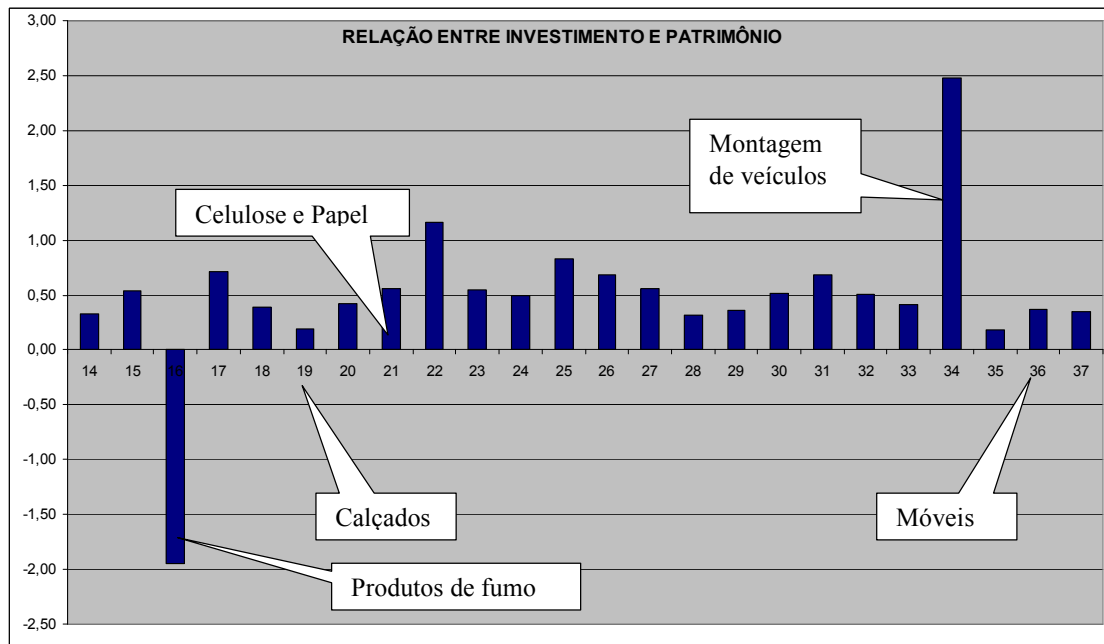


Figura 26: Quociente entre a relação investimento e patrimônio líquido das empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica

Um comentário interessante a ser feito a respeito desta relação é que, se fossem expurgados da lista os segmentos de montagem de veículos e de produtos do fumo, que são os únicos segmentos que apresentarem grandes desvios em relação ao valor médio, que é de 0,50, os demais segmentos apresentaram uma certa constância, com um desvio padrão de 0,22.

Pessoas Ocupadas

A Tabela 59 e Figura 27 mostram a distribuição, por ramo de atividade econômica industrial no Estado de São Paulo, do número de pessoas ocupadas. A Tabela 59 ainda desagrega os postos de trabalho entre os relacionados à produção, os demais postos assalariados, e, também, os não assalariados – sócios, proprietários, etc.

Tabela 59 – Número de pessoas ocupadas nas empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica

CNAE	ASSALARIADOS LIGADOS A PRODUÇÃO	ASSALARIADOS NÃO LIGADOS A PRODUÇÃO	NÃO-ASSALARIADOS (SÓCIOS, PROPRIETÁRIOS, ETC)	TOTAL DE PESSOAS
14	6.111	1.268	228	7.607
15	223.457	70.973	2.985	297.415
16	2.312	844	2	3.158
17	67.269	14.410	1.206	82.885
18	41.722	12.603	1.154	55.479
19	44.669	7.212	666	52.547
20	10.454	2.407	241	13.102
21	41.929	11.979	667	54.575
22	33.076	18.944	1.082	53.102
23	15.664	5.444	209	21.317
24	99.018	46.887	2.890	148.795
25	74.667	16.946	1.680	93.293
26	49.476	11.431	1.087	61.994
27	51.617	14.099	688	66.404
28	71.705	16.850	1.880	90.435
29	97.257	28.735	1.880	127.872
30	2.156	899	111	3.166
31	55.715	17.116	935	73.766
32	15.855	7.712	344	23.911
33	9.522	3.926	293	13.741
34	132.685	36.267	987	169.939
35	14.340	5.006	212	19.558
36	39.727	9.322	1.031	50.080
37	1.731	187	28	1.946
TOTAIS	1.202.134	361.467	22.486	1.586.087

Analisando a Tabela 59 verifica-se que, em termos de números absolutos, o maior segmento empregador no Estado foi o de fabricação de produtos alimentícios e bebidas, com 297 mil pessoas ocupadas, seguidas pelo de montagem de veículos, com 149 mil, e a fabricação de máquinas e equipamentos, com 128 mil pessoas ocupadas. Os segmentos de móveis e calçados ocuparam a 15ª e 19ª posições em termos de número de pessoas ocupadas.

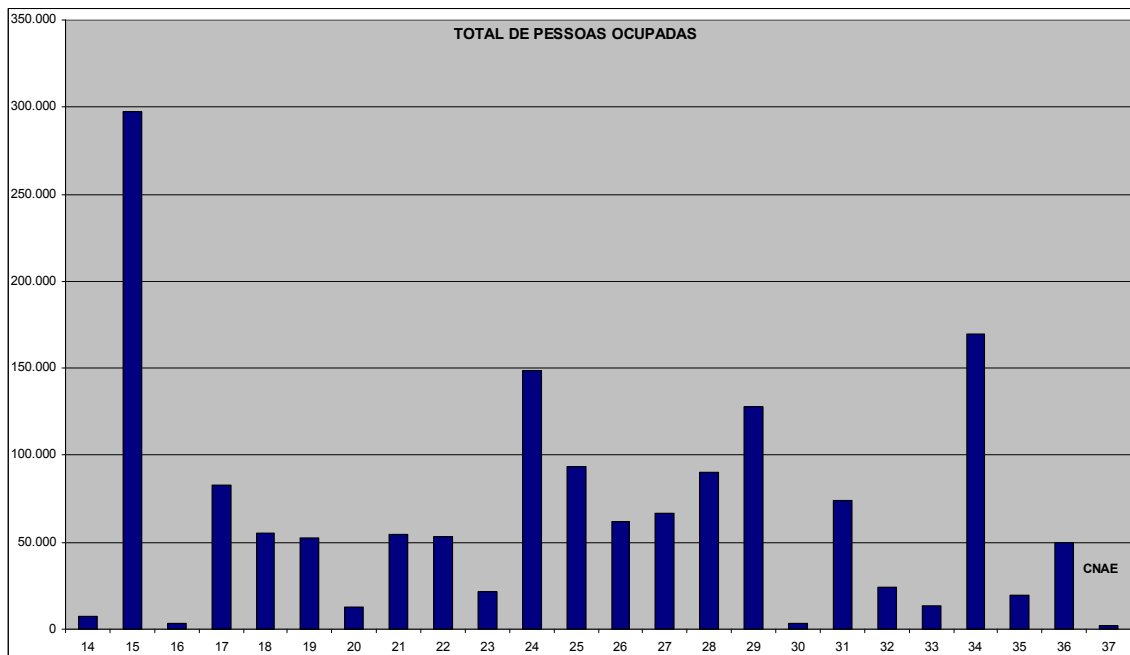


Figura 27: Número de pessoas ocupadas nas empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica

Relação Receita Líquida por Número de Pessoas Ocupadas

O quociente entre a receita líquida e o número de pessoas ocupadas é uma outra importante relação econômica, que possibilita averiguar a produtividade do trabalho em termos da geração da receita líquida por pessoa ocupada. A Tabela 60 e Figura 28 apresentam este indicador para os segmentos industriais analisados neste trabalho.

Analisando a Figura 28, se podem tecer vários comentários pertinentes ao quociente entre receita líquida e pessoas ocupadas.

Percebe-se que, em relação a este indicador de produtividade do trabalho, o segmento de maior expressão foi o de fabricação de equipamentos eletrônicos e de telecomunicações, com uma receita líquida de R\$ 472 mil por pessoa ocupada. Isto pode ser justificado pela sofisticação tecnológica empregada em seus processos de fabricação. Provavelmente pelos mesmos motivos, em seguida nesta lista vieram as indústrias de equipamentos de transporte, de equipamentos de informática e de escritório e a indústria química com R\$ 422 mil, R\$ 375 mil e R\$ 333 mil, respectivamente.

Tabela 60 – Relação entre a receita líquida e o número de pessoas ocupadas, em R\$ per capita, por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo em 2001

CNAE	INDICE
14	70.936
15	190.336
16	114.569
17	82.123
18	43.637
19	41.452
20	80.339
21	216.231
22	144.896
23	138.278
24	333.752
25	129.235
26	112.055
27	212.742
28	97.958
29	137.834
30	375.131
31	171.902
32	472.055
33	111.237
34	232.136
35	422.592
36	71.715
37	53.419

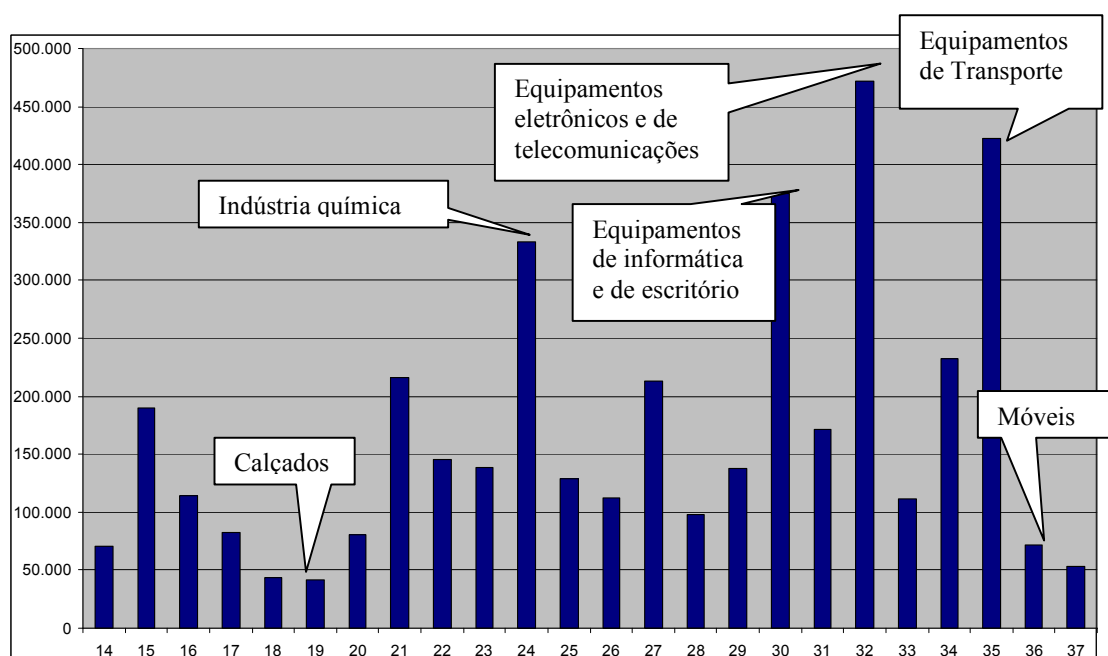


Figura 28: Relação entre a receita líquida e o número de pessoas ocupadas, em R\$ per capita, por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo em 2001

O segmento de menor expressão com respeito a este indicador foi o de calçados, cujo valor de receita líquida por pessoa ocupada foi de R\$ 41 mil. Tanto este setor como a indústria de móveis, que em relação a este indicador ocupou a 20ª posição, são segmentos que necessitam empregar grandes quantidades de mão-de-obra pouco qualificadas gerenciando e operando processos industriais relativamente simples, que não são capital intensivo e possuem uma baixa produtividade.

Uma característica interessante deste indicador é sua grande diversidade, com valores que variaram desde R\$ 41 mil até R\$ 472 mil gerados por pessoa ocupada. Sua média foi de R\$ 169 mil e seu desvio padrão, em relação a média, foi de R\$ 120 mil.

Dispêndio das Empresas com Salários

O dispêndio das empresas com sua massa salarial constituem, usualmente, uma das principais componentes de seu custo total. A importância relativa deste componente, seja em relação ao custo total, ou, preferencialmente, em relação à receita líquida, varia de um ramo de atividades a outro. Analisa-se nesta seção, esta variação.

A Tabela 61 e a Figura 29 mostram os montantes dos pagamentos das massas salariais das empresas, por ramo de atividade industrial da CNAE. A Tabela 61 desagrega estes pagamentos entre os assalariados ligados ou não a produção, e entre os não assalariados (sócios, proprietários, etc), enquanto que a Tabela 62 reproduz valores em termos percentuais.

Tabela 61 – Salários pagos pelas empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$

CNAE	SALÁRIOS PAGOS LIGADOS A PRODUÇÃO	SALÁRIOS PAGOS NÃO LIGADOS A PRODUÇÃO	ASSALARIADOS (SOCIOS, PROPRIETÁRIOS, ETC)	TOTAL DE SALÁRIOS PAGOS
14	64.177.909	25.433.676	4.124.428	93.736.013
15	1.997.397.439	1.480.317.309	79.215.945	3.556.930.693
16	31.591.011	33.002.644	76.875	64.670.530
17	574.327.616	197.557.302	35.707.475	807.592.393
18	239.024.869	143.269.529	29.728.809	412.023.207
19	217.725.575	106.106.019	9.414.833	333.246.427
20	87.875.299	27.819.776	3.307.627	119.002.702
21	703.715.815	448.541.162	20.958.298	1.173.215.275
22	653.429.319	651.493.823	40.401.814	1.345.324.956
23	132.604.260	69.251.467	6.645.620	208.501.347
24	1.595.886.077	2.363.348.867	73.343.215	4.032.578.159
25	947.178.535	363.211.958	50.549.768	1.360.940.261
26	556.656.713	245.102.550	18.568.450	820.327.713
27	708.182.513	342.439.482	18.183.985	1.068.805.980
28	840.439.550	347.880.584	61.659.264	1.249.979.398
29	1.489.010.005	788.359.330	60.326.559	2.337.695.894
30	28.671.724	19.847.514	5.226.262	53.745.500
31	873.780.105	647.381.930	27.848.162	1.549.010.197
32	285.066.399	512.042.495	17.480.169	814.589.063
33	99.645.088	86.681.657	13.046.993	199.373.738
34	3.075.222.086	1.377.501.968	24.476.048	4.477.200.102
35	361.993.184	232.746.284	2.791.390	597.530.858
36	288.916.959	167.149.169	27.529.246	483.595.374
37	15.518.561	8.640.165	320.045	24.478.771
TOTAIS	15.868.036.609	10.685.126.660	630.931.280	27.184.094.549

Tabela 62 – Salários pagos pelas empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em %

CNAE	SALÁRIOS PAGOS LIGADOS A PRODUÇÃO	SALÁRIOS PAGOS NÃO LIGADOS A PRODUÇÃO	ASSALARIADOS (SOCIOS, PROPRIETÁRIOS, ETC)	TOTAL DE SALÁRIOS PAGOS
14	0,40	0,24	0,65	0,34
15	12,59	13,85	12,56	13,08
16	0,20	0,31	0,01	0,24
17	3,62	1,85	5,66	2,97
18	1,51	1,34	4,71	1,52
19	1,37	0,99	1,49	1,23
20	0,55	0,26	0,52	0,44
21	4,43	4,20	3,32	4,32
22	4,12	6,10	6,40	4,95
23	0,84	0,65	1,05	0,77
24	10,06	22,12	11,62	14,83
25	5,97	3,40	8,01	5,01
26	3,51	2,29	2,94	3,02
27	4,46	3,20	2,88	3,93
28	5,30	3,26	9,77	4,60
29	9,38	7,38	9,56	8,60
30	0,18	0,19	0,83	0,20
31	5,51	6,06	4,41	5,70
32	1,80	4,79	2,77	3,00
33	0,63	0,81	2,07	0,73
34	19,38	12,89	3,88	16,47
35	2,28	2,18	0,44	2,20
36	1,82	1,56	4,36	1,78
37	0,10	0,08	0,05	0,09
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00

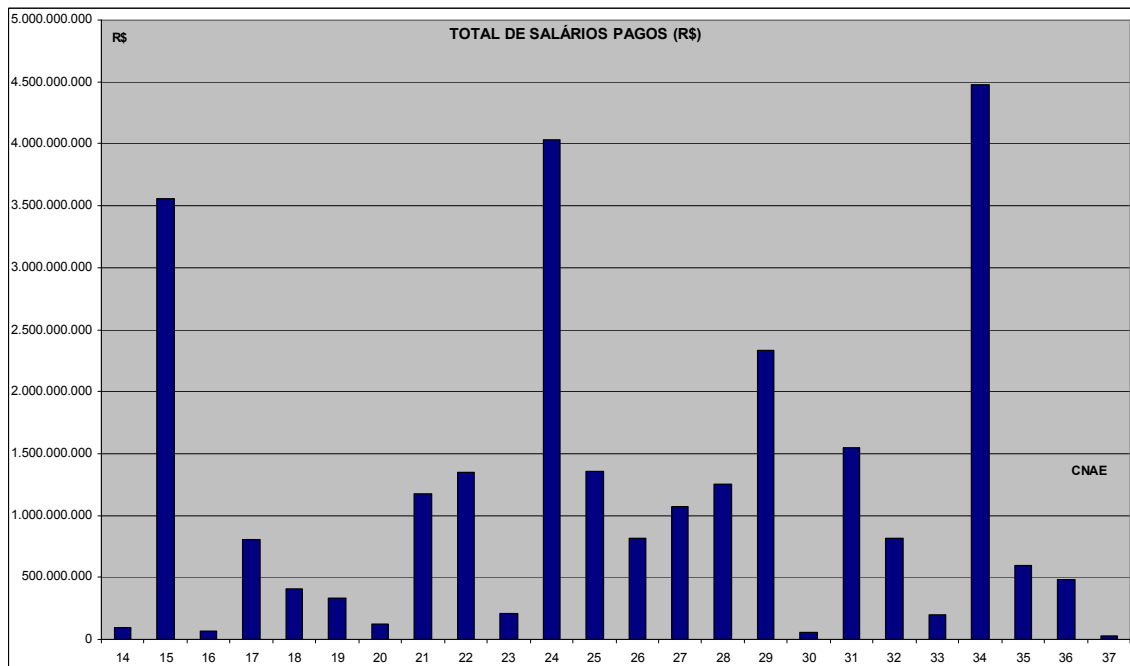


Figura 29: Salários pagos pelas empresas industriais paulistas, em 2001, por atividade econômica, em R\$

Segundo os valores indicados na Tabela 61 e Tabela 62, se verifica que, em termos absolutos e relativos, os segmentos responsáveis pelo pagamento da maior parte dos salários do Estado foram os de fabricação de veículos automotores, com R\$ 4,48 bilhões, equivalendo a 16,47%, produtos químicos, com R\$ 4,03 bilhões, equivalendo a 14,83%, e a indústria alimentícia e de bebidas, com R\$ 3,56 bilhões, o que equivalem a 13,08%, que, juntas, remuneravam 44,38% de todos os salários pagos pela indústria paulista.

Os segmentos de móveis, que pagou R\$ 483 milhões em salários, e a de calçados, que pagou R\$ 333 milhões, apesar de empregarem um grande número de pessoas, foram pouco representativas em relação ao total do setor industrial do Estado de São Paulo, pois representaram somente 1,78% e 1,23%, respectivamente, da massa salarial industrial do Estado.

Porém, para uma melhor análise crítica comparativa dos ramos de atividade industrial no Estado, se deve lançar mão de dois índices construídos e recém comentados. Um deles é o quociente entre os salários e a receita líquida do segmento industrial e o outro é o quociente entre os salários pagos e o número de pessoas ocupadas, ou seja, a média salarial por segmento.

Salários Pagos por Receita Líquida

Conforme indicado na Tabela 63, a indústria de reciclagem (código CNAE nº 37) é a que apresentou maior relação entre salário e receita líquida; isto indica que a maior parte de sua receita foi destinada ao pagamento de seus colaboradores, o que faz sentido, pois este é um setor que sobrevive da coleta de material reciclável e, normalmente, esta tarefa é realizada em mutirões organizados em cooperativas de coletores. Esta característica também pode ser observada quando se analisa a Figura 30, onde se pode constatar que este foi o segmento de maior destaque.

Em média, a relação salários pagos e receita líquida foi de 0,12 com um desvio padrão, em relação a esta média, de 0,05, o que indica que, no geral, os vários segmentos industriais se assemelham com relação a este índice; os segmentos de móveis e de calçados tiveram índices de, respectivamente, 0,13 e 0,15, índices estes que foram bem próximos da média estadual.

Tabela 63 – Relação entre salários pagos e receita líquida, por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo em 2001

CNAE	RELAÇÃO ENTRE SALÁRIO E RECEITA DO SEGMENTO
14	0,17
15	0,06
16	0,18
17	0,12
18	0,17
19	0,15
20	0,11
21	0,10
22	0,17
23	0,07
24	0,08
25	0,11
26	0,12
27	0,08
28	0,14
29	0,13
30	0,05
31	0,12
32	0,07
33	0,13
34	0,11
35	0,07
36	0,13
37	0,24

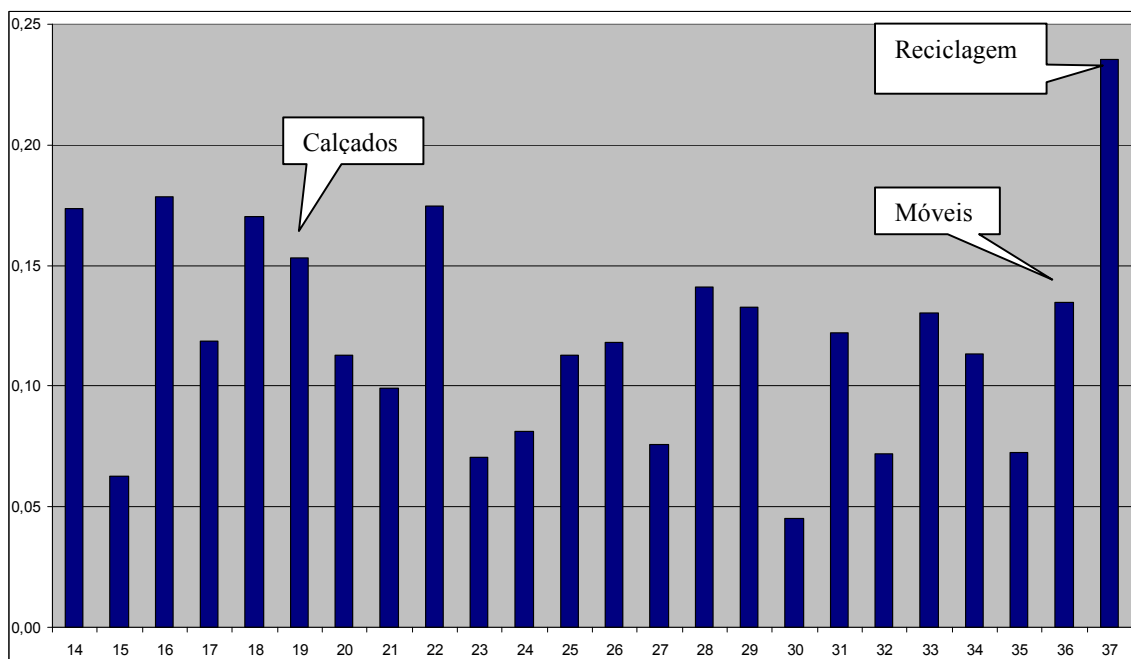


Figura 30: Relação entre salários pagos e receita líquida, por atividade econômica industrial no Estado de São Paulo em 2001

Os melhores segmentos, sob a ótica destes indicadores, para a implantação do programa de tarifa diferenciada seriam aqueles que apresentaram menores índices na relação salário/receita. Onze deles estiveram abaixo da média de 0,12 e, de certa forma, todos eles foram previamente analisados em outros estudos realizados no decorrer das pesquisas realizadas no âmbito do projeto de P&D sobre tarifas diferenciadas e o único, dentre estes onze, que foi apontado como potencialmente interessante para um estudo de caso, que não foi realizado, foi o segmento de fabricação de alimentos e bebidas.

Média Salarial

Com relação à média salarial, a Tabela 64 indica que o segmento que possuía a melhor média foi o de fabricação de material eletrônico e de telecomunicações (32), com uma média anual de R\$ 34 mil/ano.

Tabela 64 – Renda média, em R\$/ano, por atividade econômica industrial do Estado de São Paulo em 2001

CNAE	RENDIMENTO MEDIO DO TRABALHADOR
14	12.322
15	11.959
16	20.478
17	9.744
18	7.427
19	6.342
20	9.083
21	21.497
22	25.335
23	9.781
24	27.102
25	14.588
26	13.232
27	16.096
28	13.822
29	18.282
30	16.976
31	20.999
32	34.068
33	14.509
34	26.346
35	30.552
36	9.656
37	12.579

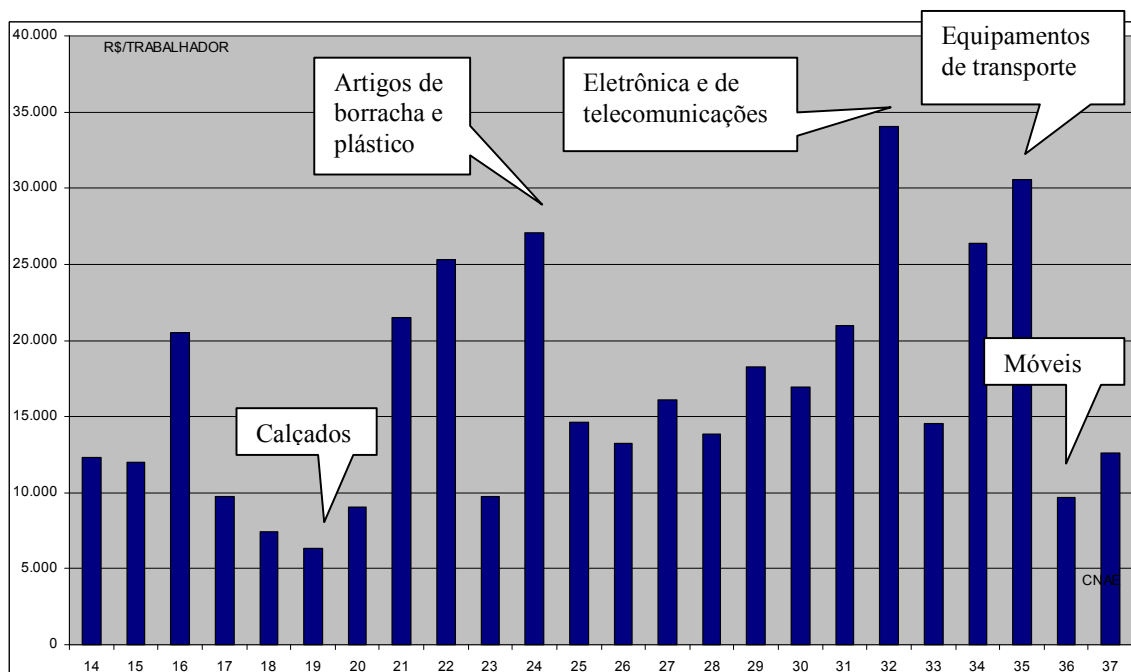


Figura 31: Renda média, em R\$/ano, por atividade econômica industrial do Estado de São Paulo em 2001

A Figura 31 indica que foi muito diversificada a média salarial entre os vários segmentos industriais paulistas em 2001. A média dos salários da indústria paulista daquele ano foi de R\$ 16.782,00/ano, e seu desvio padrão, em relação a esta média, foi de R\$ 7.556,00.

Uma explicação para tamanha variação das médias salariais entre os segmentos industriais, está na qualificação da mão-de-obra empregada. Esta conclusão, vem da observação dos segmentos que ocuparam as primeiras posições, em contrapartida aos que ocuparam as últimas posições nesta relação. A indústria de maior média salarial, o de fabricação de material eletrônico e de telecomunicações, é um exemplo desta situação. Seguindo a ordem de classificação dos segmentos, vem em segundo lugar o segmento de equipamentos de transporte, seguido pelo de fabricação de artigos de borracha e plástico.

Por outro lado, a indústria de calçados é a que teve a menor média salarial entre as indústrias do estado, com uma média anual de R\$ 6.342,00. A média anual da indústria moveleira foi de R\$ 9.656,00, ocupando a 21ª posição no Estado. Ambos os segmentos, não exigem maiores qualificações para se operar seus processos de fabricação.

Lucro Líquido

O lucro líquido é obtido extraíndo-se da receita líquida o valor dos salários pagos, das despesas e dos impostos não incidentes sobre a venda.

A Tabela 65 apresenta, em valores absolutos e em percentagem, os resultados desta operação, em 2001, para cada um dos segmentos sob análise.

A Figura 32, indica, em valores absolutos, os lucros líquidos dos diversos segmentos da indústria paulista em 2001. Os maiores destaques ficaram por conta da indústria de fabricação de alimentos e bebidas e da indústria química, com valores absolutos de lucro líquido de R\$ 11 bilhões e R\$ 10 bilhões, respectivamente, que juntas corresponderam a 38,68% do lucro de todas as indústrias do Estado.

Tabela 65 – Valor absoluto e proporcional do lucro líquido das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001, por atividade econômica

CNAE	LUCRO LIQUIDO (R\$)	%
14	R\$ 129.744.651	0,23
15	R\$ 11.023.084.261	19,73
16	R\$ 26.283.226	0,05
17	R\$ 1.490.303.899	2,67
18	R\$ 265.598.866	0,48
19	R\$ 401.925.496	0,72
20	R\$ 242.442.620	0,43
21	R\$ 3.211.709.057	5,75
22	R\$ 1.683.623.243	3,01
23	R\$ 822.786.337	1,47
24	R\$ 10.588.729.856	18,95
25	R\$ 1.678.993.568	3,01
26	R\$ 1.878.115.159	3,36
27	R\$ 5.140.317.328	9,20
28	R\$ 1.492.340.717	2,67
29	R\$ 3.460.788.856	6,19
30	R\$ 308.331.486	0,55
31	R\$ 2.971.013.831	5,32
32	R\$ 1.380.284.068	2,47
33	R\$ 602.502.526	1,08
34	R\$ 4.761.350.515	8,52
35	R\$ 1.654.868.565	2,96
36	R\$ 631.374.487	1,13
37	R\$ 19.027.921	0,03
TOTAL	R\$ 55.865.540.540	100,00

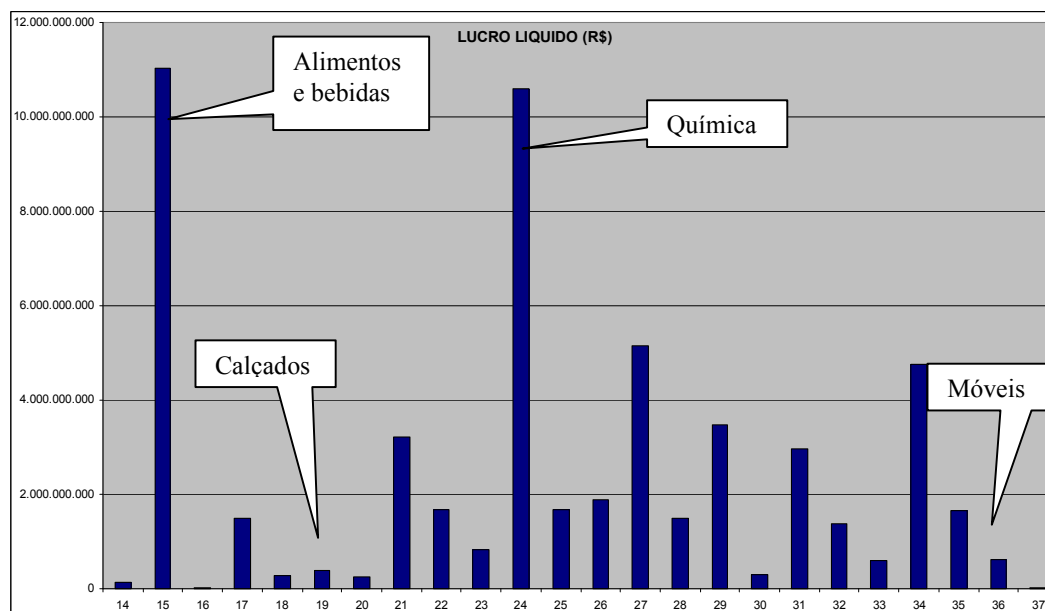


Figura 32: Lucro líquido, em R\$, das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001

O segmento moveleiro, com lucro líquido naquele ano de R\$ 631 milhões, e o calçadista, com R\$ 401 milhões, correspondem, respectivamente, a 1,13% e 0,72% dos lucros líquidos das indústrias paulistas em 2001.

Relação entre o Lucro e a Receita Líquida

A relação entre o lucro e a receita líquida é um indicador econômico clássico que mede a lucratividade das empresas do segmento da economia. O valor deste indicador para as empresas paulistas, em 2001, por atividade econômica está indicado na Tabela 66 e na Figura 33.

Na média, a lucratividade da indústria paulista em 2001 foi de 21%. Os segmentos que apresentaram maiores lucratividades foram os de equipamentos médicos e hospitalares (código CANAE nº 33), com 33%, metalúrgica básica (código CANAE nº 27), com 27%, e as refinarias e usinas de álcool (código CANAE nº 23), com 28%. As menores lucratividades foram dos produtores de fumo (código CANAE nº 16), com 7%, as confecções (código CANAE nº 18), com 11%, e as empresas de montagem de veículos (código CANAE nº 34), com 12%.

As indústrias de móveis e de calçados se situaram próximas da média estadual, com 18% de lucratividade.

Chama a atenção o fato que nenhum dos segmentos de maior receita líquida – alimentos e bebidas, indústria química e montagem de veículos – não estão na lista dos de maior lucratividade, muito pelo contrário, como é o caso dos montadores de veículos. Já as indústrias de calçados e de móveis mantiveram praticamente a mesma posição nos dois índices.

Tabela 66 - Relação lucro por receita líquida das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001, por atividade econômica

CNAE	RELAÇÃO LUCRO POR RECEITA LÍQUIDA
14	0,24
15	0,19
16	0,07
17	0,22
18	0,11
19	0,18
20	0,23
21	0,27
22	0,22
23	0,28
24	0,21
25	0,14
26	0,27
27	0,36
28	0,17
29	0,20
30	0,26
31	0,23
32	0,12
33	0,39
34	0,12
35	0,20
36	0,18
37	0,18

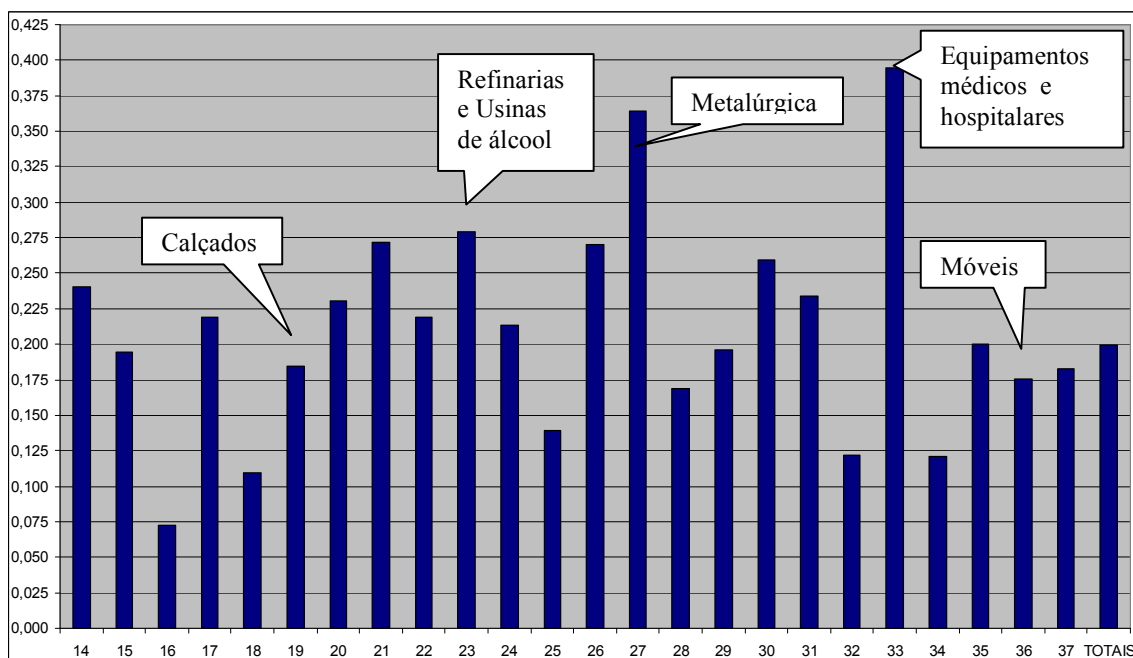


Figura 33: Relação lucro por receita líquida das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001, por atividade econômica

Dos segmentos que apresentaram maiores níveis de investimento por unidade de receita líquida, somente a indústria de produtos do fumo, que consta naquela seção como um dos principais, aqui, em termos de lucratividade, é o menor do Estado; os demais – celulose e papel e metalúrgica básica – continuam em destaque aqui em termos deste indicador de lucratividade.

Relação entre o Lucro e o Patrimônio

A relação entre o lucro e o patrimônio líquido é um outro indicador clássico da lucratividade. A Tabela 67 e a Figura 34 mostram este indicador para as empresas industriais paulistas, em 2001, por ramo de atividade.

Tabela 67 – Relação lucro/patrimônio das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001, por atividade econômica

CNAE	LUCRO POR PATRIMÔNIO LÍQUIDO
14	0,71
15	0,98
16	-0,61
17	1,16
18	0,54
19	0,61
20	0,61
21	0,41
22	1,37
23	1,36
24	1,19
25	0,88
26	0,85
27	0,73
28	0,54
29	0,66
30	2,40
31	1,47
32	0,73
33	2,38
34	1,50
35	0,59
36	0,95
37	0,37

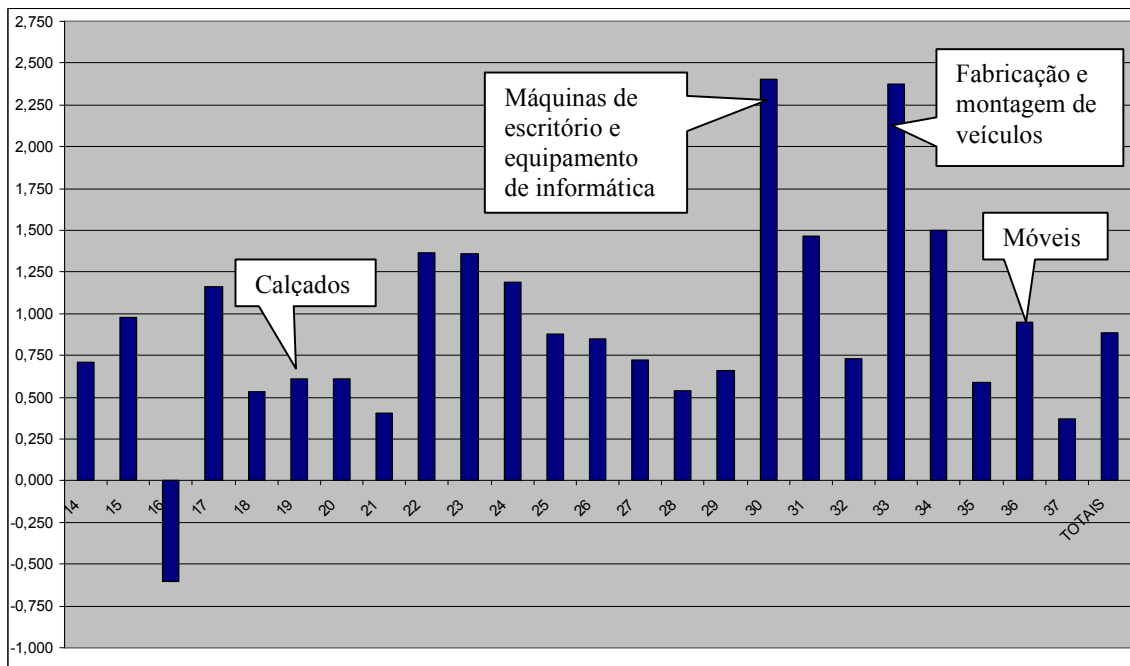


Figura 34: Relação lucro/patrimônio das empresas industriais do Estado de São Paulo em 2001, por atividade econômica

Na média, a indústria paulista lucrou 93% do seu patrimônio líquido em 2001, porém, o desvio padrão em relação a esta média foi grande: 63%.

Os segmentos que mais lucraram, e se destacaram dos demais, em relação ao seu patrimônio líquido, foram os de fabricação de máquinas de escritório e equipamentos de informática (código CNAE nº 30), com uma relação de 2,40 e fabricação e montagem de veículos (código CNAE nº 33), com uma relação de 2,38. Estas grandes lucratividades, em relação ao patrimônio, podem ser explicadas pelo alto valor agregado nos produtos destes segmentos.

A indústria de móveis se encontra em uma boa posição em relação ao seu lucro por unidade de patrimônio líquido, com um índice de 0,95, um pouco acima da média estadual. Por outro lado, a indústria calçadista, está abaixo desta média, com um valor de 0,59 para este índice, denotando um segmento com produtos de baixo valor agregado em relação ao seu patrimônio líquido.

10.3.5 Conclusões

Cumprindo com o objetivo de traçar um paralelo entre os diversos segmentos industriais analisados com os segmentos calçadista e moveleiro, este trabalho buscou na base de dados de 2001 da PAEP, disponibilizado pela fundação SEADE, as principais variáveis econômicas que pudessem vir a contribuir com o objetivo proposto e, a partir destas variáveis, montar indicadores que viessem a auxiliar nesta tarefa.

No decorrer do trabalho, as variáveis e os indicadores derivados delas foram detalhados em tabelas e figuras, seguidos por uma descrição sucinta das suas características mais relevantes comparando-se, sempre, os setores em foco com os demais.

Destaque-se aqui, à guisa de conclusões, os baixos níveis anuais de investimento por unidade de receita líquida das indústrias de móveis e calçados, não devendo, por

consequente, apresentar crescimentos substanciais, pelo menos, a curto e médio prazos. A fim de confirmar esta hipótese foi elaborado um outro indicador que averiguou a relação investimento pelo patrimônio líquido e, novamente, comprovou-se a baixa atividade expansionista destes segmentos.

Um dos indicadores mais importantes para este trabalho é o formado pela relação entre salários pagos por receita líquida, pois, conforme já foi comentado, um dos elementos de custo mais relevantes, envolvido na implantação de uma tarifa diferenciada, é constituído pelos encargos trabalhistas. Assim sendo, os melhores segmentos, sob este aspecto, para a implantação do programa de tarifa diferenciada seriam aqueles que apresentam menores índices na relação salário/receita. Em relação a este indicador os fabricantes de móveis e calçados estão bem próximos da média estadual. O melhor segmento industrial, considerando este indicador, é o de fabricação de alimentos e bebidas.

No trabalho foi constatado que as indústrias de calçados e de móveis estão entre as de menor média salarial entre as indústrias do Estado, supostamente porque ambas não exigem grandes qualificações de maior parte de seus empregados.

Com relação às suas lucratividades, as indústrias de móveis e de calçados se encontram próximos da média estadual.

Como conclusão final, o estudo mostra que os segmentos escolhidos para a realização dos estudos de caso foram, sob o aspecto econômico, bem selecionados, situando-se, em relação a vários indicadores próximos às médias estaduais. Pelas análises aqui realizadas, o único segmento industrial, além destes, que merece maior atenção, em futuros estudos, é o de fabricação de alimentos e bebidas.