

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**Proposta de uma Metodologia para Avaliação das
Perdas Comerciais dos Sistemas Elétricos. O Caso
Manaus.**

Autor: Eduardo de Xerez Vieiralves

Orientador: Moacyr Trindade de Oliveira Andrade

Campinas, 29 de agosto de 2005

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

Proposta de uma Metodologia para Avaliação das Perdas Comerciais dos Sistemas Elétricos. O Caso Manaus.

Autor: Eduardo de Xerez Vieiralves
Orientador: Moacyr Trindade de Oliveira Andrade

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de Mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2005
S.P. – Brasil

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

V673p Vieiralves, Eduardo de Xerez
Proposta de uma metodologia para avaliação das
perdas comerciais dos sistemas elétricos: o caso Manaus.
/Eduardo de Xerez Vieiralves. --Campinas, SP: [s.n.],
2005.

Orientador: Moacyr Trindade de Oliveira Andrade.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Gestão de empresas. 2. Energia elétrica -
Distribuição. 3. Energia - Consumo. 4. Energia elétrica
– Conservação. 5. Medidores elétricos. I. Andrade,
Moacyr Trindade de Oliveira. II. Universidade Estadual
de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III.
Título.

Título em Inglês: Proposal of methodology for avaliation of the commercials
losses of the electricals systems: the Manaus case

Palavras-chave em Inglês: Business administration, Electric power Distribution,
Consumption energy, Electric Power conservation,
Electrical meters

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Mecânica

Banca examinadora: Ennio Perez da Silva, Marco Antonio Saidel

Data da defesa: 29/08/2005

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Proposta de uma Metodologia para Avaliação das Perdas Comerciais dos Sistemas Elétricos. O Caso Manaus.

Autor: Eduardo de Xerez Vieiralves

Orientador: Moacyr Trindade de Oliveira Andrade

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade

Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – UNICAMP

Prof. Dr. Ennio Perez da Silva

Instituto de Física – UNICAMP

Prof. Dr. Marco Antonio Saidel

Universidade de São Paulo - USP

Campinas, 29 agosto de 2005

Dedicatória

Ao Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade, meu orientador e incentivador, que com competência e seriedade transmitiu-me tranqüilidade e segurança.

Ao Prof. Dr. Rubem César de Souza, que teve participação fundamental no meu retorno ao ambiente da Academia e que me proporcionou, com o seu apoio e determinação, a oportunidade de desenvolver este trabalho.

Aos meus pais Maria da Graça, pelo amor e dedicação e Edson (in memorem) pelos ensinamentos de honestidade e perseverância.

A minha esposa Joana, amiga e companheira que sempre esteve ao meu lado, apoiando, valorizando e incentivando o meu crescimento.

Aos meus amados filhos Guilherme e Giovanna que são a razão da minha luta

A todos que direta ou indiretamente apoiaram-me nesse trabalho

Agradecimentos

Este trabalho só poderia ser concluído com êxito se houvesse a colaboração de diversas pessoas como também de algumas instituições, às quais presto minha homenagem:

Aos Professores Arnaldo César Walter, Ennio Peres da Silva, Gilberto Januzzi, Elizabeth Cartaxo, Mário Oscar Cencig

A todos os meus colegas de turma, que ajudaram, direta e indiretamente, na condução e conclusão desse trabalho.

A todos os meus colegas de trabalho, que sempre me incentivaram a desenvolver esse trabalho, dando apoio nos momentos de dificuldades.

Aos funcionários do Departamento de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, que apesar da longa distância que nos separa, sempre foram excelentes colaboradores.

A todos os meus familiares que formaram um grande time de apoio e incentivo nessa minha caminhada.

A Manaus Energia pelas excelente carga de informações e pelo apoio recebido da Administração.

Ao Centro Federal de Educação Tecnológica – CEFET-AM, pelo apoio recebido.

Resumo

VIEIRALVES, Eduardo de Xerez, *Proposta de uma Metodologia para Avaliação das Perdas Comerciais dos Sistemas Elétricos. O Caso Manaus*,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 136 p. Dissertação (Mestrado).

O equilíbrio econômico-financeiro garantido pelo contrato de concessão firmado pelas concessionárias junto ao poder concedente, tem como prerrogativa uma gestão atuante por parte do agente prestador do serviço, o que evidencia o seu controle técnico e comercial, bem como a promoção do desenvolvimento tecnológico dos serviços concedidos.

Neste contexto, é de suma importância que a receita da concessionária, fruto de sua gestão na aquisição da energia a ser utilizada, bem como sua efetiva disponibilidade, seja dirigida ao mercado e aos consumidores com a qualidade requerida, a preços compatíveis com a renda média da população regional e com um percentual de perdas compatível com a tecnologia disponível.

O controle das perdas técnicas e comerciais, em empresas do setor elétrico é fundamental para a consecução dos objetivos das concessionárias e da população a ser atendida.

A falta de efetivo controle das perdas gera desperdício, ineficiência e redundância em custos elevados.

Na região amazônica, as fontes energéticas são suportadas por parques térmicos que queimam material fóssil. Nessas condições o desperdício energético provoca, adicionalmente, danos desnecessários à natureza.

As emissões de material particulado e de gases do efeito estufa, na condição de grandes perdas comerciais das empresas do setor elétrico, são mais elevadas, o que fatalmente vai agravar as condições ambientais da vida das gerações futuras.

Na região Norte do Brasil, os sistemas elétricos isolados, em função do tipo das fontes energéticas e das grandes distâncias envolvidas, apresentam altos custos de operação e manutenção.

As empresas apresentam índices de perdas elevadíssimos, que inviabilizam totalmente o negócio, razão pela qual, até hoje, vários são os mecanismos de subsídios associados ao mesmo, visando a viabilização do serviço de energia elétrica.

O presente trabalho visa analisar a situação das perdas comerciais na região, dando ênfase ao “Caso Manaus”, procurando identificar as suas causas e efeitos, tanto para a sociedade em geral como para os empresários do setor. Mais especificamente, se abordará o estudo de caso da empresa Manaus Energia S/A, por ser a maior dos sistemas isolados e por apresentar índices de perdas muito acima do admissível e da média das concessionárias do Setor Elétrico Nacional.

Palavras - Chave

- Perdas elétricas comerciais, Faturamento, Operação, Planejamento, Gestão Empresarial.

Abstract

VIEIRALVES, Eduardo de Xerez, *Proposta de uma Metodologia para Avaliação das Perdas Comerciais dos Sistemas Elétricos. O Caso Manaus*,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 136 p. Dissertação (Mestrado).

The financial-economical equilibrium guaranteed by the concession contract made by the concessionaries before the granting power, has as a prerogative an acting management by the service agent owner. That evidences its technical and commercial control, as well as the promotion of the technological development of the granted services.

In such a context, it is of great importance that the concessionary receipt, product of its management in the acquisition of the energy to be used, as well as in its effective availability, be driven towards the market and the consumers with the quality requested with compatible prices at the middle income of the local population and with a loss percentage balanced to the technology available.

The control of such technical and commercial loss in the companies of the electric field is fundamental to the accomplishment of the concessionary objectives and to the population attending.

The lack of an effective control about the loss generates waste, non-efficiency and leads to elevated costs.

In the Amazon area, the energetic sources are supported by thermic park which burn fossil matter. Besides, in such conditions the energetic waste provokes unnecessary waste to the nature.

The emissions of particled material and gases from the greenhouse effect, in the condition of great commercial losses of the electric field companies are higher what will worsen the environmental conditions of the future generations life.

In Brazil north region, the isolated electric systems due to the kind of the energetic sources and the great distances involved, lead to high costs of operation and maintenance.

The companies show very high losses rates which make the business completely unfeasible, that is the reason, nowadays, due to many are the resources of subsidies associated attempting the availability of the electric energy service.

The present work aims to analyze the state of the commercial losses in the region, emphasizing “Manaus case”, searching the causes and effects identification, to the society in general, as to the sector entrepreneurs. More specifically, there will be approached the case study of Manaus Energia S/A company, for being the biggest of the isolated systems and for presenting a loss rate much higher from the admissible and the average of the National Electric Sector concessionaries.

Key words:

Commercial electric losses, billing, operation, planning, management

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
Objetivo da Dissertação	2
Estrutura do Trabalho	3
Capítulo 2	5
2.1. Caracterização do Problema	5
2.2. Identificação e Classificação das Perdas Elétricas	14
2.3. Causas das Perdas Comerciais	15
2.4. Perdas Técnicas e Comerciais	16
2.4.1. As Perdas Técnicas	16
2.4.2. As Perdas Comerciais	17
2.5. Diagnóstico	18
2.6. Principais Características do Sistema Elétrico da Manaus Energia	22
2.6.1. Geração e Transmissão	22
2.6.2. Distribuição e Comercialização	25
2.7. Fatores que influenciam as perdas comerciais	27
2.8. Metodologia Atual de Medição das Perdas Comerciais na Manaus Energia	28
2.9. Procedimentos de Combate às Perdas Comerciais na Manaus Energia	35
2.10. Procedimentos de Combate às Perdas Comerciais em Outras Empresas	36
2.10.1. Procedimentos da CEB	36
2.10.2. Procedimentos da COELBA – Cálculo Estatístico das Perdas Comerciais	38
2.11. Conclusões	40
Capítulo 3	42
3.1 Caracterização	42

3.2	Aspectos Socioeconômicos	42
3.3	Perfil Socioeconômico	48
3.4	A Terceirização	49
3.4.1	Principais Problemas da Terceirização	49
3.5	Consumidores Taxados e Clandestinos	50
3.6	Valoração das Perdas Comerciais	52
3.7	O sistema comercial AJURI	52
3.8	Outros Fatores	53
3.9	Conclusão	54
	Capítulo 4	55
4.1	Introdução	55
4.2	Grandes Números	56
4.3	Estimativa de Recuperação de Receita	58
4.4	Breve Histórico da Empresa e a Evolução das Perdas Comerciais	63
4.5	A Visão do Poder Concedente Quanto às Perdas Comerciais	64
4.6	O Reflexo das Perdas na Disponibilidade dos Recursos	66
4.7	As Perdas Comerciais em Outras Empresas do Setor Elétrico Nacional	67
4.8	Gestão Comercial	68
4.9	O Custo Brasil das Perdas Comerciais	69
4.10	O Custo da Energia como Fator de Perda Comercial	69
4.11	A Resolução 456/00 da ANEEL e as Perdas Comerciais	71
4.12	Influência do Poder Judiciário e dos Órgãos de Defesa do Consumidor	74
4.13	As Perdas e as Questões Ambientais	75
4.14	O Mercado Negro das Perdas Comerciais	77
4.15	A Terceirização e as Perdas Comerciais	78

Capítulo 5	81
5.1 Proposta de uma Metodologia para Avaliação das Perdas Comerciais	81
5.2 Apresentação da Metodologia	82
5.2.1 O Balanço Energético	82
5.2.2 Metodologia Proposta para Apurar as Perdas Não Técnicas	83
5.2.2.1 Perdas na Rede Secundária	83
5.2.2.2 Perdas na Rede Primária	84
5.3 Perdas Comerciais Totais	85
5.4 Perda Comercial em Percentagem	85
5.5 Vantagens da Metodologia	85
5.6 Desvantagens da Metodologia	86
5.7 Sistema Proposto	87
5.8 Arquitetura do Sistema	89
5.9 Apresentação do Módulo Pteccom+Cq	91
5.9.1 Módulo Operação	92
5.9.2 Módulo Comercial	94
5.9.3 Módulo Manutenção	96
5.10 Resultados Esperados	97
5.11 Conclusões	98
Capítulo 6	101
Leitura Crítica de um Programa para Redução e Controle de Perdas	101
6.1 Introdução	101
6.2 Desenvolvimento	101
6.3 Fator Cultural como Ponto de Partida	102
6.4 O Apoio do Estado	103

6.5	Análise dos Dados Disponíveis	103
6.5.1	Análise do Fator de Carga	103
6.5.2	Análise do Consumo de Energia das Unidades Consumidoras	106
6.5.3	Controle de Selos / Lacres	108
6.5.4	Padronização dos Procedimentos de Inspeção	109
6.6	Conclusão	109
Capítulo 7		111
Incorporação das Perdas no Planejamento		111
7.1	Introdução	111
7.2	Operação dos Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição	111
7.3	Expansão dos Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição	112
7.4	Proposta	113
7.5	O Custo	115
7.6	Os Benefícios	115
7.7	Medidas Complementares	116
7.8	Determinação do Tempo de Retorno do Capital	118
7.9	Conclusões	119
Capítulo 8		121
Considerações Finais		121
Referências Bibliográficas		123
Anexo 1		127
Anexo 2		129
Anexo 3		132
Anexo 4		133
Anexo 5		136

GLOSSÁRIO

AJURI	Designação do Sistema Comercial da Manaus Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARSAM	Agência Reguladora dos Serviços Concedidos no Estado do Amazonas
AT	Alta Tensão
BOVESA	Boa Vista Energia S/A
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CCC	Conta Consumo de Combustível
CCC ISOL	Conta Consumo de Combustível para as Regiões Isoladas
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEAM	Companhia Energética do Amazonas
CEE	Gás do Efeito Estufa
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CEM	Companhia de Eletricidade de Manaus
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DEC	Duração Equivalente de Interrupção a Consumidor
DIC	Duração de Interrupção a Consumidor
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INCO	Cadastro Incompleto

INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
kWh	Quilo Watt hora
MESA	Manaus Energia S/A
MT	Média Tensão
MVA	Mega Volt Ampère
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt hora
OPTE	Óleo Combustível para Turbinas Elétricas
PIB	Produto Interno Bruto
PIE	Produtor Independente de Energia
PIM	Pólo Industrial de Manaus
PT	Posto Transformador
RTC	Relação de Transformação de Transformador de Corrente
RTP	Relação de Transformação de Transformador de Potencial
SIAGE	Sistema Integrado de Acompanhamento e Gestão Empresarial
SUFRAMA	Superintendência da Zona Franca de Manaus
TC	Transformador de Corrente
TG	Turbina a Gás
TMA	Tempo Médio de Atendimento
TP	Transformador de Potencial
Trafo	Transformador de força
TUSD	Tarifas de uso de sistemas de distribuição de energia elétrica
TV	Turbina a Vapor
UC	Unidade Consumidora
UFAM	Universidade Federal do Amazonas
UHE	Usina Hidroelétrica
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
UTE	Usina Termoeletrica
ZFM	Zona Franca de Manaus

TABELAS

Pág.

Capítulo 2

Tabela 2.1 – Dados referentes às Perdas no Sistema Interligado	06
Tabela 2.2 – Índice Médio de Perdas Comerciais de Energia Elétrica no Brasil	12
Tabela 2.3 – Índices de Perdas Globais e Distribuição (Técnicas e Comerciais) da Manaus Energia	12
Tabela 2.4 – Valor médio das perdas comerciais e técnicas	17
Tabela 2.5, 2.6 e 2.7 – Dados referentes ao nº de consumidores taxados e com cadastro incompleto	20
Tabela 2.8 – Principais características do sistema de geração da Manaus Energia	23
Tabela 2.9 – Principais características do sistema de transmissão da Manaus Energia	23
Tabela 2.10 – Principais características do sistema de distribuição da Manaus Energia	25
Tabela 2.11 – Dados da Área Comercial da Manaus Energia	26
Tabela 2.12 – Tarifas Praticadas pela Manaus Energia	26
Tabela 2.13 - Demonstrativo do Calculo das Perdas Comerciais (Mensal)	31
Tabela 2.14 – Energia medida	37
Tabela 2.15 - Estratificação das perdas em um circuito alimentador de distribuição da CEB	37
Tabela 2.16 – Estratificação das Irregularidades	39
Tabela 2.17 – Perdas estimadas por classe	39
Tabela 2.18 – Perdas por fases	40
Tabela 2.19 – Perdas por Origem	40
Tabela 2.20 – Levantamento das Causas das Perdas no Brasil	40

Capítulo 3

Tabela 3.1 – Evolução do nº de empregados na Zona Franca de Manaus	45
Tabela 3.2 – Evolução dos salários, encargos e benefícios sociais	46
Tabela 3.3 – Problemas identificados com a terceirização	50
Tabela 3.4 – Evolução das Perdas no Período 1992 / 2001	52

Capítulo 4

Tabela 4.1 – Estimativa de custos e recuperação de receita	59
Tabela 4.2 – Desdobramento das Perdas Comerciais	60

Tabela 4.3 – Análise Energética do Fluxo da Energia Elétrica	62
Tabela .3 – Perdas Comerciais das Empresas da Região Norte do Brasil	
Tabela 4.4 – Índices de perdas de outras empresas concessionárias	68
Tabela 4.5 – Tarifas Médias por Classe de Consumo Regional e Brasil (R\$/MWh) – 01/ 2003	70
Tabela 4.6 – Variação % das Tarifas Médias por Classe de Consumo de 1995 a 2003	70
Capítulo 6	
Tabela 6.1 – Consumidores faturados pelo mínimo da classe e com consumo zero	105
Capítulo 7	
Tabela 7.1 – Tempo de Retorno para diferentes Benefícios	118

GRÁFICOS

Capítulo 2

Gráfico 2.1 – Brasil - Índice de Perdas do Sistema Global	07
Gráfico 2.2 – Acompanhamento das Perdas Comerciais das Empresas da Região Norte	09
Gráfico 2.3 - Boa Vista Energia	11
Gráfico 2.4 – Companhia Energética do Amazonas	11
Gráfico 2.5 – Companhia Energética de Rondônia	11
Gráfico 2.6 – Eletroacre	11
Gráfico 2.7 – Evolução do Índice de Perdas da Manaus Energia	13
Gráfico 2.8 – Nº de Unidades Consumidoras Faturadas pelo Mínimo	19
Gráfico 2.9 – Curva de Carga do Sistema Elétrico da Manaus Energia	24
Gráfico 2.10 – Participação Percentual das Principais Classes de Consumo	27
Gráfico 2.11 – Evolução das Perdas da Manaus Energia	32
Gráfico 2.12 – Energia Disponibilizada no Mês	34
Gráfico 2.13 - Energia Faturada	34
Gráfico 2.14 – Demanda medida e desvio padrão	37

Capítulo 3

Gráfico 3.1 – Evolução de nº de empregados na ZFM	45
Gráfico 3.2 – Evolução dos salários, encargos e benefícios sociais	46

Capítulo 4

Gráfico 4.1 – Estimativa da Perda de Receita Anual	57
Gráfico 4.2 – Estimativa de Gasto com Combustível Associado às Perdas	57
Gráfico 4.3 – Energia Requerida	60
Gráfico 4.4 – Desdobramento da Perda comercial	61
Gráfico 4.5 - Contribuições relativas dos diferentes GEE ao aquecimento global	75

Capítulo 6

Gráfico 6.1 – Indústria de Plástico – Demanda Máxima Realizada 702 kW	104
Gráfico 6.2 – Unidade Consumidora com consumo zero por vários meses	106
Gráfico 6.3 – Unidade Consumidora com consumo muito baixo por vários meses	107

FIGURAS

Capítulo 2

Figura 2.1 – Índice de Perdas de Energia de algumas empresa do Sul e do Sudeste (%)	08
---	----

Capítulo 3

Figura 3.1 – Favelização da cidade e problemas associados	47
---	----

Figura 3.2 – Unidades Consumidoras Clandestinas	51
	51

Capítulo 4

Figura 4.1 – Diagrama de Sankey das Perdas Comerciais da Manaus Energia	62
---	----

Capítulo 5

Figura 5.1 – Arquitetura do sistema proposto	88
--	----

Figura 5.2 – Tela principal do Sistema PtecCom+Cq	91
---	----

Figura 5.3 – Tela de usuário e senha	92
--------------------------------------	----

Figura 5.4 – Tela de interesse da área de operação	93
--	----

Figura 5.5 – Tela de interesse da área de operação	93
--	----

Figura 5.6 – Tela de interesse da área de comercial	95
---	----

Figura 5.7 – Tela de interesse da área de comercial	95
---	----

Figura 5.8 – Tela de interesse da área de manutenção	97
--	----

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1 – Metodologia Atual do Cálculo das Perdas Comerciais na Manaus Energia	127
Anexo 2 – Reportagens de periódicos sobre o furto de energia elétrica	129
Anexo 3 – Balanço da Manaus Energia do exercício de 2002	132
Anexo 4 – Balanço de Massa para Controle de Combustão de Turbina LM 6000 35 MW	133
Anexo 5 – Código Penal Brasileiro	136

Capítulo 1

Introdução

A invenção da lâmpada incandescente de filamento, desenvolvida por Thomas Edison em 1878, transformou a eletricidade em uma forma de energia economicamente utilizável. Até então, a necessidade de energia elétrica era muito pequena. Dessa época em diante, os sistemas de produção e de transporte de energia elétrica tornaram-se necessários, devido às múltiplas aplicações da eletricidade [Palmeira e Tenório, 2002].

Ao longo da história da humanidade, a energia tem sido considerada um fator importante de desenvolvimento. A urbanização, industrialização e crescimento populacional criaram novas demandas por serviços de energia, exercendo forte pressão sobre a utilização de recursos energéticos e levando a sua dependência [Jannuzzi, 1997].

Como qualquer negócio, a prestação dos serviços de energia elétrica enseja a busca pelos melhores resultados técnicos e econômicos. As leis da termodinâmica evidenciam que as transformações energéticas e a utilização ou consumo energético estão associados a um percentual de perda, que será tão menor quanto maior for a eficiência em sua conversão ou utilização.

Com a edição da resolução CODI/26, foram estabelecidos critérios para a contabilização das perdas de energia em três níveis: sistema global, transmissão e distribuição, possibilitando que as comparações entre as empresas pudessem ser feitas com maior precisão [ABRADEE, 1998].

A mesma resolução previa que se deveriam desenvolver metodologias que permitissem a quantificação das perdas de energia do sistema de distribuição, segundo suas origens: técnicas ou comerciais, e de acordo com as diversas causas que levam a sua ocorrência.

Para o correto entendimento dos conceitos de perdas técnicas e comerciais, são consideradas as seguintes definições:

- Perdas Técnicas: é a energia perdida no transporte, na transformação e nos equipamentos de medição, portanto inerente ao processo.
- Perdas Comerciais: é a energia efetivamente entregue aos consumidores finais ou a outras concessionárias, mas não computada nas vendas.

Além da energia não medida, as perdas comerciais incluem também outras perdas de receita que ocorrem no processo de comercialização, como por exemplo, a inadimplência, erros de cadastro, e outros.

Atualmente, as perdas do sistema elétrico brasileiro são da ordem de 16% [ABRADEE, 2002], na Região Norte de 29% [SIAGE, 2002] e na Manaus Energia 27% [MESA, 2003].

Objetivo da Dissertação

O objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta de metodologia para a mensuração mais acurada das perdas comerciais de energia elétrica para as concessionárias dos serviços públicos de energia elétrica, tomando-se por base a empresa Manaus Energia, que atende à capital do Estado do Amazonas e sua região circunvizinha, com ênfase preponderante nos aspectos comerciais da prestação do serviço de venda de energia elétrica na área de concessão em questão.

Adicionalmente, a metodologia a ser apresentada pode agregar outros benefícios, tanto para a área comercial como para operação e manutenção dos circuitos de distribuição, tais como gerenciamentos das interrupções de fornecimento, o tempo médio de atendimento, controle de indicadores da qualidade da energia [DIC, FIC, DMIC etc.].

Este trabalho buscará identificar as causas das perdas elétricas comerciais de um sistema elétrico de potência e os seus reflexos na qualidade dos serviços prestados à sociedade, tomando-se por base o estudo de caso da empresa Manaus Energia. Analisam-se ainda, as causas e os

efeitos que tal fato provoca na saúde financeira das empresas e as suas conseqüências. A partir da análise das causas e dos efeitos, será proposta uma nova metodologia de quantificação das perdas comerciais, apresentando-lhe as vantagens e desvantagens.

O tema escolhido reveste-se de substancial importância, na medida em que a sociedade é atingida como um todo, quando as concessionárias perdem a sua capacidade de autofinanciamento, passando a depender de outras fontes de recursos, geralmente subsídios ou aporte de recursos a fundo perdido, para realizarem as obras necessárias à sua expansão.

Estrutura do Trabalho

Este trabalho se constitui de nove capítulos, sendo o primeiro uma apresentação do escopo, da caracterização do problema e a exposição da sua estrutura de evolução.

No capítulo 2, se apresenta a atual metodologia de medição das perdas comerciais nas empresas comercializadoras de energia elétrica.

No capítulo 3, de forma resumida, destacam-se os aspectos socioeconômicos dos sistemas isolados da Região Norte bem como os números do sistema elétrico da cidade de Manaus, visando evidenciar as condições do problema a ser avaliado.

O capítulo 4 apresenta o histórico e a caracterização das perdas comerciais da empresa Manaus Energia S/A, evidenciando a evolução desses índices nos últimos anos, bem como os aspectos sociais (inadimplência), mostrando, finalmente, a visão do poder concedente [ANEEL / ARSAM], do Poder Judiciário e dos órgãos de Defesa do Consumidor em relação em relação ao tema em tela.

Na seqüência, se aborda, no capítulo 5, uma metodologia de avaliação das perdas comerciais, onde é apresentada uma proposta de um sistema que busca identificar, quantificar e qualificar as perdas comerciais. Adicionalmente o sistema possibilita o gerenciamento das condições operativas do sistema elétrico da distribuidora.

No capítulo 6, se faz uma leitura crítica de programa para redução e controle de perdas comerciais bem como as implicações com as questões ambientais.

O capítulo 7 avalia a questão da incorporação das perdas ao planejamento dos sistemas elétricos bem como os resultados esperados de validação dos programas de prevenção e correção das mesmas.

Por fim, o capítulo 8 apresenta as considerações finais e as recomendações para implantação de processos de mitigação das perdas elétricas comerciais, visando ao saneamento econômico e financeiro das concessionárias dos sistemas isolados da região Norte e as implicações com as questões ambientais decorrentes da prestação do serviço de forma uniforme e com controle das ações danosas à população e à expansão do sistema elétrico.

Capítulo 2

Perdas Elétricas

2.1. Caracterização do Problema

A energia elétrica, por ser um produto de elevada qualidade, é considerada por todas as pessoas como um bem essencial. Praticamente todas as pessoas que vivem nas áreas urbanas dos municípios dispõem desse importante insumo para as suas atividades diárias. A produção de riqueza pela indústria e pelo comércio está diretamente relacionada com o uso da energia elétrica.

A produção, o transporte, a distribuição e a comercialização da energia elétrica apresentam um elevado custo, sendo que o retorno do investimento só se dá em longo prazo. Por isso o ganho de escala nesse negócio é de suma importância.

Idealmente, as perdas comerciais de uma empresa do setor elétrico devem ser próximas de zero, como é nos países desenvolvidos. Esse valor não é determinado, sendo individual para cada empresa, levando-se em consideração as peculiaridades de cada região.

O indivíduo em seu pleno exercício de sua cidadania entende perfeitamente que as empresas devem ser remuneradas em contrapartida ao serviço prestado. Da mesma forma que ele paga pela comercialização de um produto em supermercado ou estabelecimento qualquer, não há motivo para deixar de pagar pelo uso final da energia elétrica disponível.

Entretanto, nos países que ainda não venceram suas deficiências elementares, o uso do bem energia elétrica não tem tido a contrapartida plena, quando alguns consumidores ainda usam de artifícios para reduzir a medição da energia para fins de faturamento ou simplesmente ligam-se à rede elétrica de forma clandestina.

O gráfico 2.1, plotado a partir dos dados da tabela 2.1, demonstra com clareza o comportamento das perdas globais de energia elétrica no Brasil, onde se verifica que a partir do ano de 1981, estas vêm apresentando uma inclinação positiva, ocorrendo, contudo, em 2000, uma inversão da curva.

Tabela 2.1 – Dados referentes às Perdas no Sistema Interligado

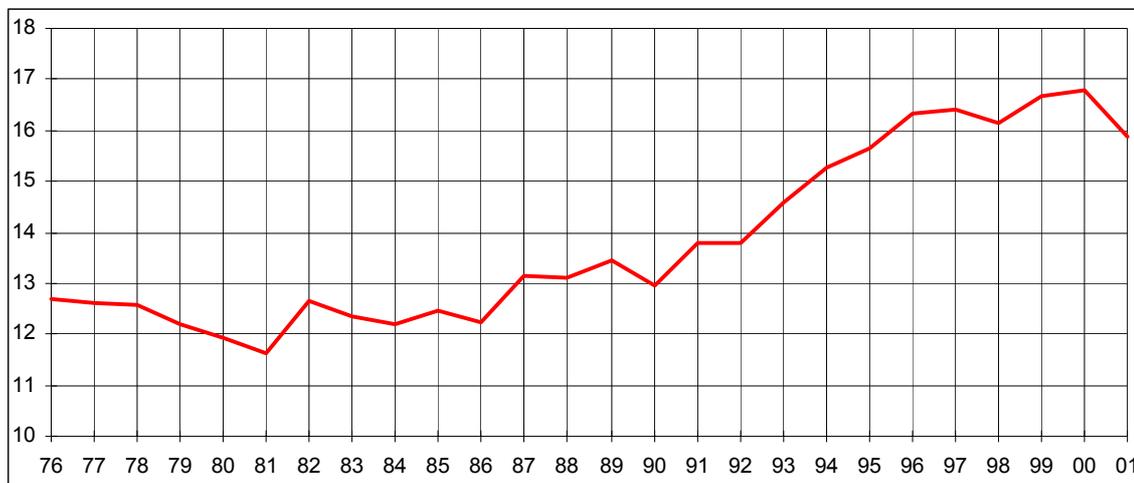
ANO	ENERGIA [GWh]			%	ANO	ENERGIA [GWh]			%
	ENTRADA	SAÍDA	PERDAS			ENTRADA	SAÍDA	PERDAS	
76	84.764	73.995	10.769	12,70	89	232.760	201.471	31.289	13,44
77	95.329	83.296	12.033	12,62	90	235.851	205.309	30.542	12,95
78	106.118	92.773	13.345	12,58	91	248.782	214.429	34.353	13,81
79	118.836	104.356	14.480	12,18	92	253.296	218.404	34.892	13,78
80	131.109	115.482	15.627	11,92	93	265.888	227.122	38.766	14,58
81	134.060	118.482	15.578	11,62	94	278.070	235.627	42.443	15,26
82	143.600	125.439	18.161	12,65	95	296.262	249.882	46.380	15,66
83	153.079	134.180	18.899	12,35	96	310.853	260.111	50.742	16,32
84	169.813	149.092	20.721	12,20	97	330.358	276.186	54.172	16,40
85	187.145	163.808	23.337	12,47	98	342.877	287.515	55.362	16,15
86	201.986	177.236	24.750	12,25	99	351.251	292.677	58.574	16,68
87	209.493	181.950	27.543	13,15	00	369.566	307.529	62.037	16,79
88	221.801	192.736	29.065	13,10	01	337.379	283.796	53.583	15,88

Fonte: ABRADDEE

Ainda analisando o gráfico, percebe-se que a elevação das perdas concentra-se, basicamente, na década de 1990. Como explicação para o fato, pode-se visualizar a redução de investimentos no setor e a crise da oferta de empregos porque passou o país naquela década.

Gráfico 2.1 – Brasil - Índice de Perdas do Sistema Global

%



Fonte: ABRADDEE

No ano de 1996, as perdas de energia elétrica no Brasil estiveram em torno de 55 TWh, equivalente a 16% de toda a energia elétrica produzida no país. Desse total, 65% das perdas de energia dizem respeito aos sistemas de distribuição. Os outros 35%, dizem respeito aos sistemas de geração e de transmissão associados. Admitindo-se que as perdas poderiam ser reduzidas a 10% e que os custo unitário das perdas seja de R\$ 50,00 / MWh, a redução em 20,6 TWh representaria uma economia de mais de R\$ 1 bilhão por ano [Meffe, 2001].

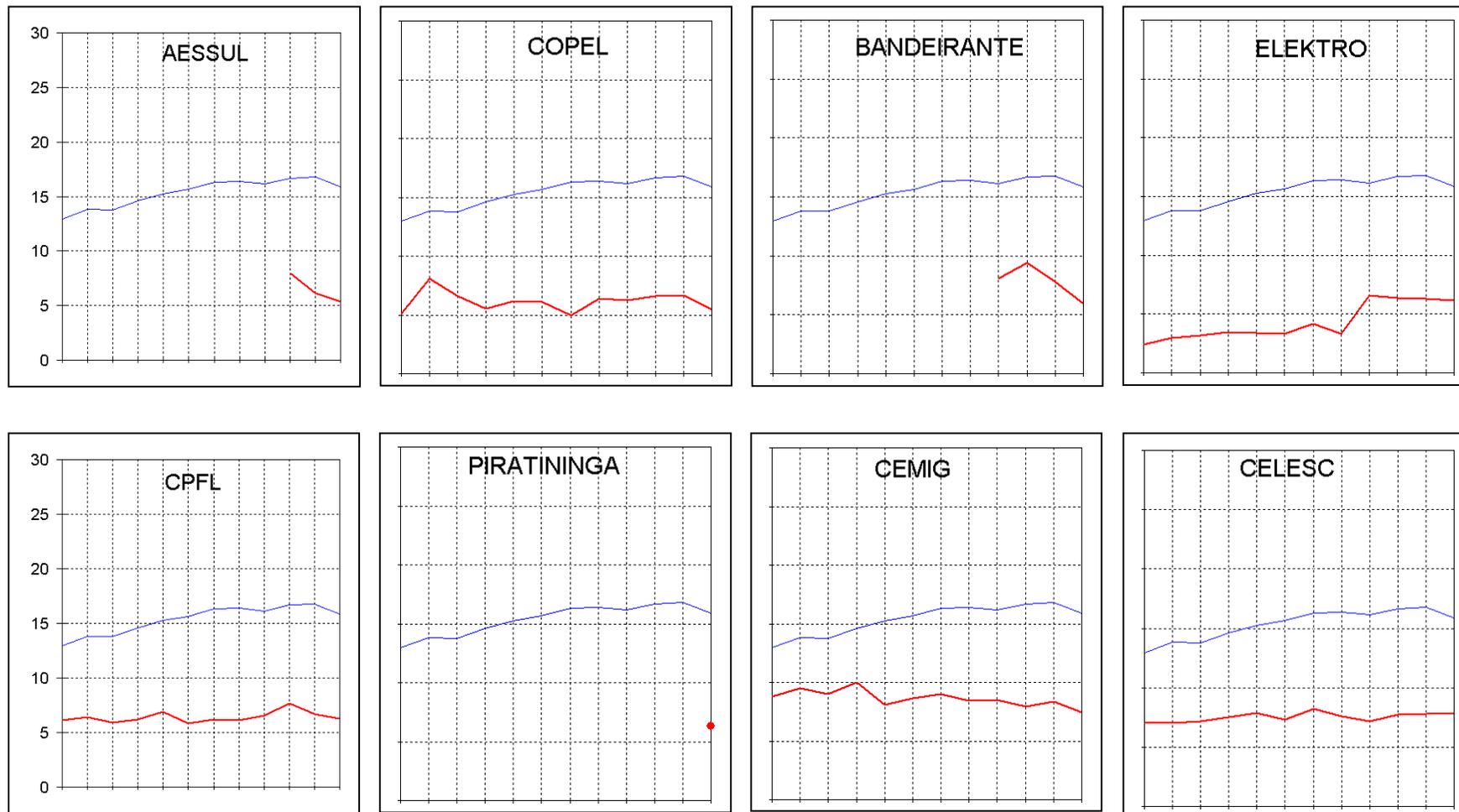
Segundo a ABRADDEE, por meio dos dados consolidados até o ano de 1996, verifica-se que existe uma tendência de crescimento das perdas globais de energia em nível de Brasil e entre as empresas, já sendo possível observar uma tendência de queda das perdas em algumas delas, enquanto em outras a situação ainda é de crescimento, conforme pode ser observado nos gráficos da figura 2.1. O eixo horizontal representa o tempo. A linha azul representa a média brasileira e a linha vermelha o índice de perda de cada empresa.

A crise energética de 1997, em Manaus, e do Sistema Interligado Nacional em 2001, criaram nos brasileiros novos comportamentos com relação aos hábitos de consumo de energia elétrica, principalmente com relação às questões de desvio e fraudes, dado a escassez do produto.

É preciso ousar e incluir a energia na agenda das prioridades nacionais com a grandeza que o setor e o Brasil merecem [Bertelli, 2001].

Figura 2.1 – Índice de Perdas de Energia de algumas empresa do Sul e do Sudeste (%)

Fonte: BRADE



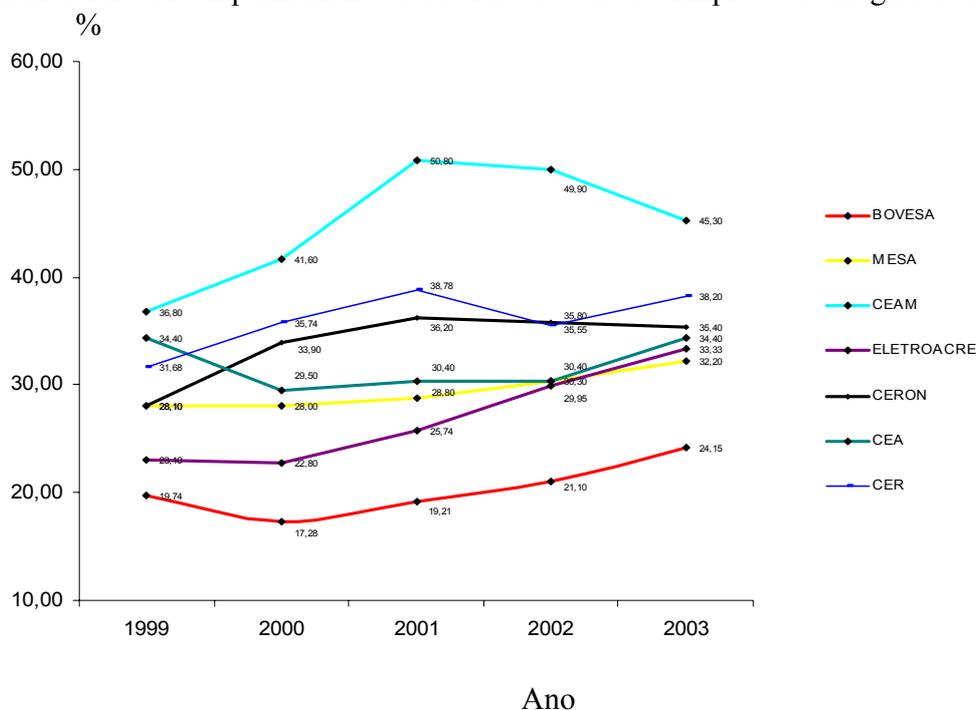
As perdas comerciais da empresa Light, em 2003 alcançaram 21,7%, com o aumento das fraudes de energia em 3,4 pontos percentuais, conforme informativo divulgado na Internet [Light Notícias, 2004].

O Diretor Comercial da Companhia Energética de Goiás – CELG, Antônio Bauer, disse que as perdas comerciais da empresa têm diminuído e que a arrecadação tem aumentado. A empresa anunciou um plano para recuperação de receita, com redução de perdas comerciais, demonstrando preocupação em combatê-las [CELG, 2004].

As empresas distribuidoras de energia elétrica possuem uma forte queda de receita em face de perda comercial de energia. São vários milhões de reais perdidos com perdas comerciais de energia, principalmente aquelas que envolvem fraudes. Somente em 2001, a CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. recuperou R\$ 1.967.716,90 com a descoberta de fraudes [CELESC, 2004].

O gráfico 2.2 mostra o comportamento das perdas comerciais das empresas de energia elétrica do Norte do Brasil. Como se pode observar, os indicadores das perdas estão num patamar muito elevado, quando comparados aos índices registrados em outras regiões brasileiras, mostrados nos gráficos da figura 2.1.

Gráfico 2.2 – Acompanhamento das Perdas Totais das Empresas da Região Norte



Fonte: Eletrobrás

Analisando os gráficos acima, observa-se que nas empresas do Sul e do Sudeste representadas, as perdas estão abaixo da média nacional. Entretanto, considerando que o ideal é que o índice esteja próximo de zero, percebe-se que essas empresas também estão com problemas graves, porém não são tão sérios como os do Norte.

Nos gráficos 2.3 a 2.6 está mostrada a evolução das perdas, de forma individualizada, das empresas BOVESA, CEAM, CERON e ELETROACRE. Observa-se que na BOVESA houve uma redução importante entre os anos de 1999 e 2000, devido a uma ação forte de combate, desenvolvida em parceria com a Eletronorte. Entretanto, não foi dada continuidade ao programa e as perdas voltaram a crescer. Nas demais empresas verifica-se que há uma tendência na elevação das mesmas. Já na CEAM observa-se que nos últimos anos as mesmas estão em queda.

Gráfico 2.3 - Boa Vista Energia

Fonte: Eletrobrás

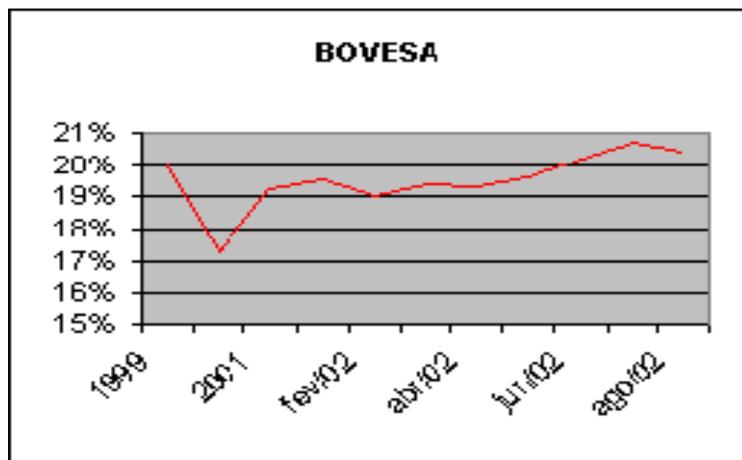


Gráfico 2.4 – Companhia Energética do Amazonas

Fonte: Eletrobrás

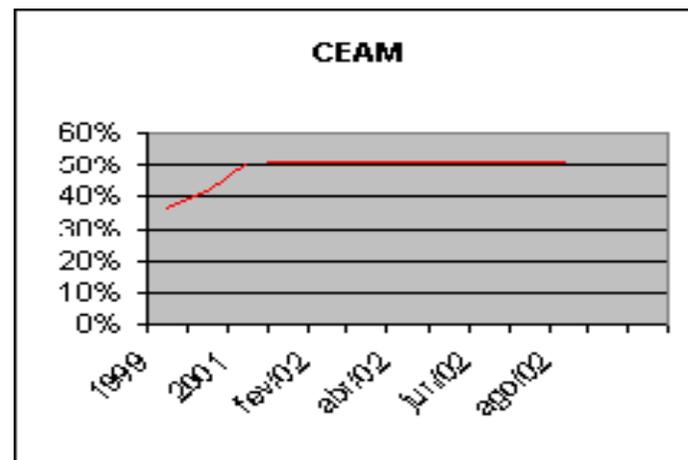


Gráfico 2.5 – Companhia Energética de Rondônia

Fonte: Eletrobrás

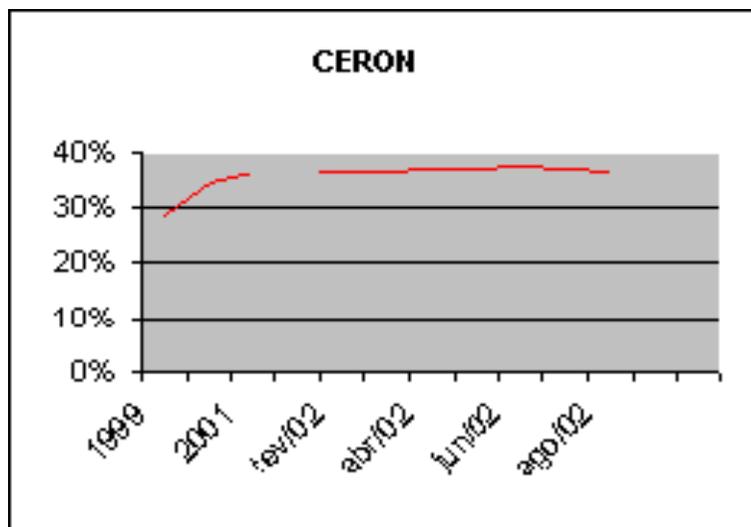
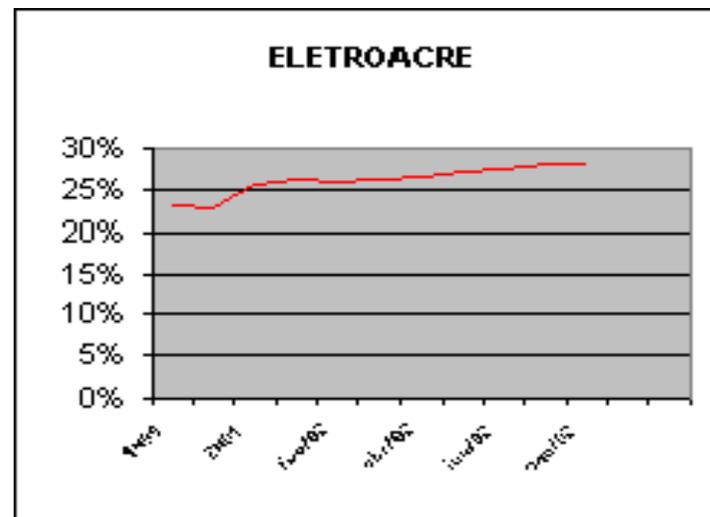


Gráfico 2.6 – Eletroacre

Fonte: Eletrobrás



A tabela 2.2 elaborada e apresentada por Frota em sua dissertação de mestrado [Unicamp, 2004], indica os índices médios das perdas comerciais de energia elétrica, mais atuais, registrados nas diversas regiões do país e a média nacional.

Tabela 2.2 – Índice Médio de Perdas Comerciais de Energia Elétrica no Brasil

SISTEMAS	PERDAS
Norte Isolado	19,7 %
Norte/Nordeste	13,9 %
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	13,4 %
BRASIL	13,6 %

Fonte: Frota, 2004

A tabela 2.3 mostra os valores percentuais da perda global, de distribuição (técnicas e comerciais) da Manaus Energia registrados nos anos de 1999, 2000, 2001 e as metas previstas de redução ao longo dos meses do ano de 2002.

Tabela 2.3 – Índices de Perdas Globais e Distribuição [Técnicas e Comerciais] da Manaus Energia

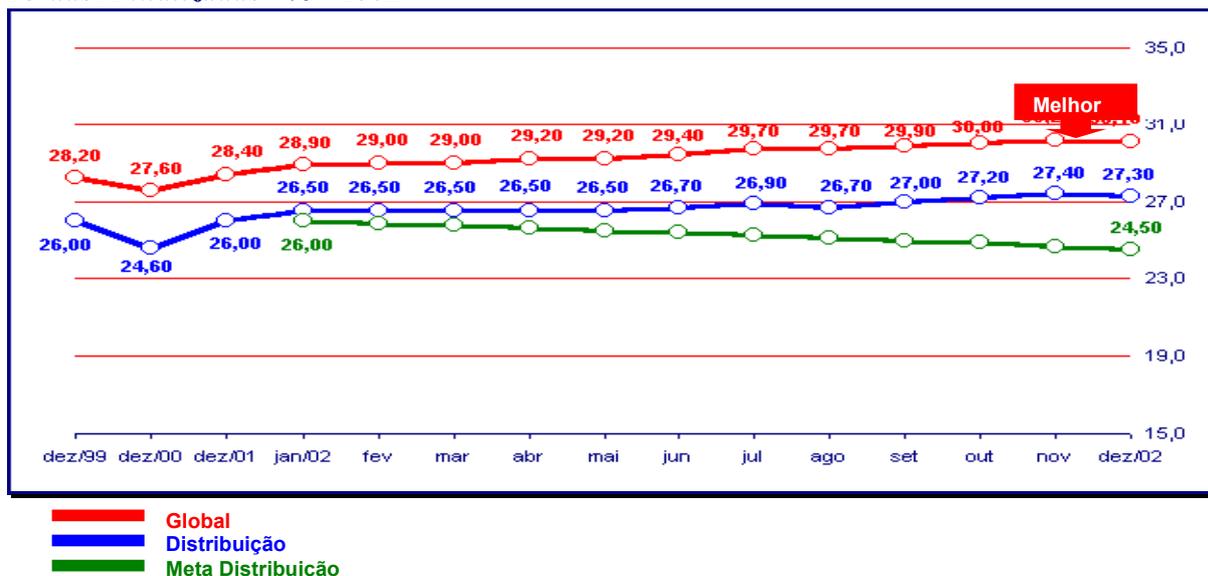
Mês / Ano	Global	Distribuição (Técnicas + Comerciais)	Meta para a Distribuição (Técnicas + Comerciais)
Dez/99	28,20	26,00	
Dez/00	27,60	24,60	
Dez/01	28,40	26,00	
Jan/02	28,90	26,50	26,00
Fev	29,00	26,50	25,87
Mar	29,00	26,50	25,75
Abr	29,20	26,50	25,63
Mai	29,20	26,50	25,50
Jun	29,40	26,70	25,38
Jul	29,70	26,90	25,25
Ago	29,70	26,70	25,13
Set	29,90	27,00	25,00
Out	30,00	27,20	24,88
Nov	30,20	27,40	24,63
Dez/02	30,10	27,30	24,50

Fonte: Manaus Energia, 2002

A gráfico 2.7 representa na forma gráfica os dados da tabela 2.3, onde estão representadas as perdas totais (vermelho), as perdas de distribuição (azul) e a meta para o exercício de 2002 (verde).

Gráfico 2.7 – Evolução do Índice de Perdas da Manaus Energia

Perdas Anualizadas - % - 2002



Fonte: Manaus Energia, 2002

A perda de energia elétrica atualmente registrada não é um problema exclusivo das concessionárias do serviço público de eletricidade, mas de toda a sociedade, haja vista que de uma forma ou de outra os seus custos são transferidos via tarifa, subsídios, etc.

A resolução nº. 790, de 24 de dezembro de 2002, da ANEEL, que estabelece a metodologia de cálculo do reajuste das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica aplicáveis a unidades consumidoras, diz que tanto as perdas técnicas como as perdas comerciais são componentes da TUSD¹, tendo o concessionário o direito de transferir esses custos anualmente quando da revisão de suas tarifas. Porém, a partir de 2004, a ANEEL não mais reconhecerá estes níveis, pois não é justo cobrar dos adimplentes os custos por inadimplência, fraudes e baixa produtividade das concessionárias.

¹ TUSD – Tarifas de uso de sistemas de distribuição de energia elétrica

Como se vê pelos gráficos apresentados, o problema das perdas elétricas é de elevada relevância, pois impacta diretamente sobre a saúde financeira das empresas e indiretamente sobre os preços das tarifas de energia elétrica para toda a sociedade.

Somem-se a isso os problemas ambientais advindos dessa demanda adicional de energia elétrica, que tem como consequência maior demanda de derivados de petróleo e, naturalmente, um adicional de emissões atmosféricas tais como óxidos de enxofre e nitrogênio e gases do efeito estufa, no caso da Manaus Energia. Aqui deve ficar claro que as pessoas sempre consumirão energia elétrica. Contudo, em a usando de forma mais racional haverá menor emissões para a atmosfera.

A energia elétrica é um bem derivado da exploração dos recursos da natureza, portanto, o seu uso racional deve ser incentivado, sob pena de legarmos às gerações futuras problemas sociais maiores do que a nossa capacidade de solução.

Quando se fala em racionalização do uso de um recurso energético, tem-se como consequência direta a postergação de investimentos e principalmente a redução de impactos ambientais associados aos novos empreendimentos. Portanto, é obrigação das concessionárias manter sob total domínio e controle os índices das perdas comerciais e técnicas de seus sistemas de distribuição. A sociedade brasileira, uma das mais taxadas do mundo, não pode arcar com mais essa tributação indireta.

2.2. Identificação e Classificação das Perdas Elétricas

Os negócios de produção, transporte e comercialização de energia elétrica, introduzem, em todas as fases do processo, perdas que, se não convenientemente gerenciadas, levam a índices progressivamente elevados que podem culminar na inviabilidade do negócio ou na caracterização de empresas economicamente deficitárias, que imporão contínua degradação dos serviços prestados aos consumidores de sua área de concessão.

As perdas elétricas podem ser classificadas, quanto à **origem**, em perdas técnicas e não técnicas ou comerciais.

As perdas do processo de produção e transporte de energia elétrica são denominadas como perdas técnicas, que viabilizam sua gestão através da aplicação de novas tecnologias, na

prestação dos serviços de energia elétrica, na efetividade dos processos de manutenção e na conveniente ampliação do sistema elétrico em conformidade com a evolução do mercado.

As perdas técnicas podem ainda ser classificadas quanto à **natureza** (perda de demanda e perda de energia), quanto à **localização** (global, transmissão e distribuição) e quanto ao **segmento** (sistema de alta tensão, subestação, rede primária, transformador, rede secundária, ramal de serviço, medidor e outros).

As perdas não técnicas referem-se à energia que foi entregue a uma determinada unidade consumidora e que, por algum motivo, não foi faturada. As perdas comerciais têm expressiva participação de diversos fatores exógenos ao Setor Elétrico, como a questão social, do nível de emprego e da balança comercial nacional e regional, entre outros.

As perdas comerciais podem ser divididas em dois grupos: o da inadimplência e o decorrente de furto de energia. O furto subdivide-se em de dois tipos, um popularmente conhecido como “gato”, caracterizado como uma conexão clandestina de uma unidade consumidora ao sistema elétrico da concessionária e outra é a fraude, que se consolida pela manipulação dos equipamentos de medição, resultando em registros inferiores ao efetivamente consumido.

2.3. Causas das Perdas Comerciais

As causas das perdas que foram identificadas e que serão tratadas neste trabalho são as seguintes:

- falta de equipamento de medição;
- falhas no cadastro (consumo próprio, consumo interno, IP, cargas especiais);
- erros de medição;
- erros no faturamento;
- fraude interna (realizada por empregados da empresa);
- desatualização do cadastro da iluminação pública;
- desvio;
- ligação clandestina e
- fraude

2.4. Perdas Técnicas e Comerciais

2.4.1. As Perdas Técnicas

Os itens anteriores tiveram por objetivo a apresentação e caracterização das perdas técnicas e comerciais que ocorrem nos sistemas elétricos de comercialização de energia elétrica.

As perdas técnicas em sistemas elétricos de potência são perfeitamente equacionáveis, e, portanto, viáveis de serem administradas. A redução de tais perdas depende, fundamentalmente, da tecnologia em utilização, da qualidade dos serviços de manutenção efetivados, da ampliação do sistema elétrico em consonância com a evolução do mercado consumidor e do modo de operação dos sistemas, onde alguns pontos chave de controle são: os níveis de carregamento dos condutores, as demandas de energia reativa, os perfis da tensão, etc.

As perdas técnicas podem ser definidas e determinadas, por meio de simulações, medições e avaliações do sistema elétrico. Algumas metodologias abordam o tema, definindo mecanismos para a sua mensuração e controle.

A perda do processo de produção e transporte de energia elétrica é denominada como “perda técnica”, e sua gestão se viabiliza através da aplicação de tecnologias específicas na prestação dos serviços de energia elétrica, como por exemplo, o uso de capacitores nas redes de distribuição, operação do sistema elétrico com nível adequado da tensão, carregamento adequado dos circuitos e dos transformadores, etc.

“Um grupo de engenheiros eletricitas e professores do Instituto de Eletrotécnica e Energia e da Escola Politécnica da USP, realizou um estudo para estimar as perdas elétricas que ocorrem nos fios, cabos de cobre e em alguns componentes elétricos das instalações residenciais, tais como plugues, tomadas, interruptores, disjuntores e emendas. O estudo constatou que as perdas de energia nas residências brasileiras são da ordem de até 2,25%, o dobro do valor considerado aceitável [Elétrica, 2003]”.

O desperdício nas instalações residenciais chega a R\$ 41,16 milhões, valor suficiente para construir quatro mil casas populares ou 30 escolas de 1º grau por ano [Elétrica, 2003].

Um dos motivos desse montante de perdas elétricas é a não obediência aos padrões recomendados pela ABNT, que regulamenta os procedimentos para definição dos critérios de divisão das cargas, da quantidade de tomadas, dos pontos de luz e, além do dimensionamento dos

condutores, dos dispositivos de proteção das instalações elétricas residenciais. Outra irregularidade normalmente identificada é a sobrecarga de circuitos internos residenciais, que decorre do uso excessivo de benjamins.

2.4.2. As Perdas Comerciais

A administração das perdas comerciais é de maior complexidade, pois depende das características socioeconômicas da região atendida, no que diz respeito ao comportamento dos usuários, o qual está diretamente relacionado com o desenvolvimento social, econômico e educacional da população. Atualmente, estas respondem, aproximadamente, por 75% do montante global de perdas da concessionária Manaus Energia, ou por 20,0% do total da energia requerida pelo sistema elétrico da Manaus Energia S/A [Manaus Energia, 2002].

Em levantamento realizado pela ABRADEE², em 1998, algumas empresas a ela associadas apresentavam o quadro de perdas apresentado na tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Valor médio anual das perdas comerciais e técnicas

Empresa	Perda na Distribuição [GWh] (1)	Perda Técnica [GWh] (2)	Perda Comercial [GWh] (3)	Percentual da Perda Comercial (3/1)*100
CELG	690	394	296	42,90
CELPE	1.020	509	511	50,10
CEMAT	682	357	325	47,65
CEMIG	1.718	1.336	382	22,24
CESP	368	263	105	28,53
COELBA	1.390	628	762	28,53
COPEL	663	652	11	1,66
CPFL	866	777	89	10,28
ELETROPAULO	3.760	2.202	1.558	41,44
ESCELSA	440	348	92	20,91
LIGHT	3.485	972	2.513	72,11

Fonte: ABRADEE, 1998 (a coluna percentual foi acrescida pelo autor)

Analisando os dados contidos na tabela acima, verifica-se a importante participação das perdas comerciais na composição das perdas na distribuição. Apenas as empresas COPEL e CPFL apresentam indicadores mais confortáveis, sendo os demais todos acima de 20%.

² ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica

2.5. Diagnóstico

Para possibilitar a obtenção de um diagnóstico sobre a situação das perdas comerciais na Manaus Energia, foi realizada uma avaliação dos processos comerciais existentes, por meio da qual buscou-se identificar o tratamento que vem sendo dado a esta questão.

Através dos dados disponíveis, verifica-se que existe uma tendência de crescimento das perdas globais de energia na empresa, não sendo possível observar qualquer tendência de queda, conforme pôde ser observado no gráfico 1.7.

A Manaus Energia possui um órgão responsável pelo acompanhamento e controle das perdas, que é a Gerência Executiva de Combate às Perdas. Além dele há o Departamento de Comercialização e o Centro de Operação Regional [COR], que disponibilizam os dados referentes à energia comercializada, no período em análise, e à energia requerida.

À época do levantamento dos dados, a Manaus Energia possuía 317.711 unidades consumidoras residenciais, das quais aproximadamente 127.000 são consideradas de baixa renda, restando 190.711 unidades consumidoras potencialmente de serem averiguadas, dado que num primeiro momento não seria interessante buscar reduzir perdas em unidades de baixa renda, devido ao baixo impacto que essa ação provocaria a curto e médio prazos. Na presente data, a Manaus Energia possui 1.614 consumidores de MT³, basicamente dos setores industrial, comercial e poder público. A estrutura de consumo de energia elétrica é de aproximadamente de 50% para a BT e 50% para MT.

As classes residencial, industrial, poder público e comercial de média tensão apresentaram significativa elevação de consumo no período de 2001 a 2002. Mesmo tendo apresentado elevação do consumo, entende-se que as mesmas devem ser priorizadas nas ações de combate à fraude, haja vista apresentarem, em vários casos, históricos de não-conformidade com relação à manipulação dos equipamentos de medição.

No cadastro do sistema comercial da empresa, que é um foco de perdas comerciais, foram identificados cerca de 105.000 consumidores faturados pelo mínimo da classe⁴, conforme pode ser observado no gráfico 2.8, onde se verifica que o problema começa a manifestar-se de forma

³ MT, BT – Média e baixa tensão

⁴ Mínimo da classe – menor valor de energia a ser faturado para unidades consumidoras mono, bi e trifásicas

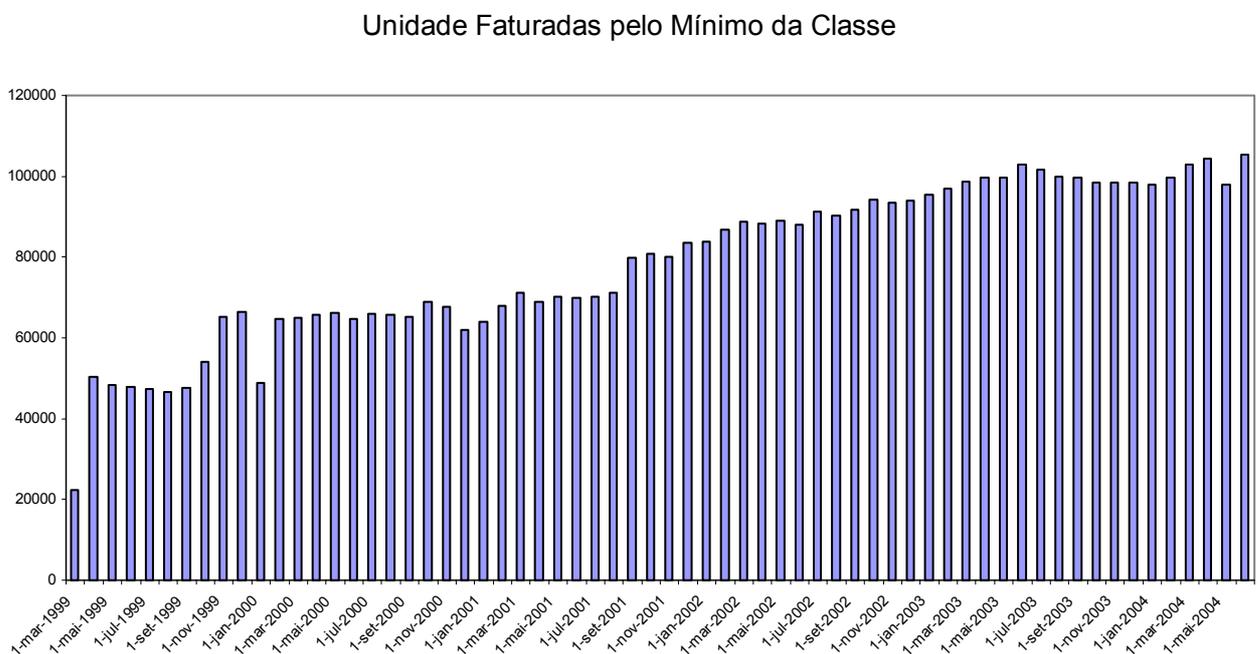
mais significativa a partir de 1999. Desses, 95.000 são unidades monofásicas, 6.000 bifásicas e 4.000 trifásicas.

Pelo art. 48 da Resolução 456/00, da ANEEL, o consumo mínimo a ser faturado por unidade consumidora do grupo B é fixo para as unidades monofásicas, bifásicas, conforme a seguir:

- Monofásica – 30 kWh;
- Bifásica – 50 kWh;
- Trifásica – 100 kWh.

Como o consumo médio das unidades consumidoras residenciais na cidade de Manaus é de 225 kWh [Manaus Energia, 2002], percebe-se que existe uma elevada perda comercial devido ao faturamento pelo mínimo, bastando para isso comparar com o consumo médio no Brasil que é de 149 kWh/mês [Bertelli, 2001].

Gráfico 2.8 – Nº de Unidades Consumidoras Faturadas pelo Mínimo



Fonte: Elaboração própria a partir de dados obtidos da Manaus Energia

Em função da ocupação desordenada do solo na cidade de Manaus, existe hoje aproximadamente 42.000 consumidores sem atendimento regular por parte da concessionária por

falta de rede de distribuição. Considerando que cada unidade consumidora consoma em média 225 kWh [810 MJ]⁵ tem-se que esses consumidores retiram da rede, mensalmente, 9.254 MWh [3,4 x 10⁷ MJ], o que representa 9,17% das perdas.

Existia, na ocasião do levantamento, no cadastro de consumidores, cerca de 10.000 unidades consumidoras taxadas⁶. Destas, cerca de 7.000 apresentavam condições de serem regularizadas. O número aceitável de unidades consumidoras taxadas deve ficar em torno de 1%, apenas aquelas unidades que estejam transitoriamente sem medição, conforme estabelece a Resolução 456.

Um dado preocupante constatado no levantamento foi a existência de um grande número de consumidores sem medição (taxados), e consumidores com cadastro incompleto [INCO], o que torna o problema ainda mais grave. Isso pode ser observado nas tabelas 2.5, 2.6 e 2.7. Esses quantitativos podem ter como fonte, aquilo que se denomina de fraude interna, ou seja, a fraude gerada dentro da própria empresa.

Tabela 2.5

Mês/Ano	INCO
jan/02	164
fev/02	88
mar/02	97
abr/02	109
mai/02	93
jun/02	95
jul/02	108
ago/02	88
set/02	112
out/02	114
nov/02	2999
dez/02	168
Total	1.535

Fonte: Manaus Energia

Tabela 2.6

Mês/Ano	INCO
1.999	1.053
2.000	1.313
2.001	1.950
2.002	1.535
2.003	393
Total	6.244

Fonte: Manaus Energia

Tabela 2.7

Unidades Consumidoras Taxadas				
Ligação	Mono	Bi	Tri	Alta
Total	8549	1263	577	3

Fonte: Manaus Energia

⁵ Consumo médio de cada unidade consumidora [Manaus Energia, 2002]

⁶ Taxadas – Unidades consumidoras sem equipamento de medição

De acordo com os levantamentos realizados e as respostas obtidas, não há falta de equipamentos de medição de energia nas usinas e subestações dos sistemas de transmissão. Portanto, os valores de energia líquida gerada pela própria empresa e da energia comprada dos Produtores Independentes de Energia [PIEs], bem como da energia vendida a consumidores finais de subtransmissão, a energia de suprimento a outra concessionária, ao consumo próprio das usinas, e disponibilizada ao sistema distribuidor da própria empresa está sendo medida, sendo as perdas do sistema de transmissão determinadas através de medição.

As inspeções das unidades consumidoras, para a verificação da integridade dos sistemas de medição instalados, vêm sendo realizadas com certa dificuldade pela empresa, o que coloca em risco a confiabilidade dos valores medidos. Existe, também, dificuldade para o tratamento das irregularidades apontadas pelos leituristas ou pela consistência dos sistemas de faturamento.

Quanto ao cadastro de consumidores, pôde-se perceber que o mesmo está desatualizado, e se faz necessário realizar o recadastramento de todas as unidades consumidoras, inclusive os pontos de iluminação pública.

O processo de leitura é quase 100% terceirizado na Manaus Energia e em praticamente todas as concessionárias, com os leituristas realizando leituras com equipamentos digitais [coletores] já em final de vida útil. Nos coletores são carregados os dados referentes às leituras anteriores das unidades consumidoras, visando potencializar a ação do leiturista, dado que eles são os “olhos” da empresa. Todas as anormalidades constatadas pelos leituristas geram ordens de serviços para as equipes de combate às perdas comerciais. Foram identificadas no sistema comercial da concessionária mais de 100.000 ordens de serviços aguardando programação.

Durante o processamento do faturamento, o sistema comercial realiza uma série de críticas, permitindo que se tomem as providências que cada caso requer. A área de faturamento tem-se queixado muito de que suas demandas não estão sendo adequadamente acompanhadas pelas áreas de combate às perdas. Foram identificadas ordens de serviços geradas pela área de faturamento para os quais ainda não foram programadas inspeções.

Outra observação que se pode fazer, a partir do Relatório da Fiscalização da ANEEL 02/2002-SFE, é que os processos de recuperação de energia por fraude ou desvio necessitam de melhoria a fim que o processual seja todo uniforme e sem distorções. No mesmo relatório, foi

constatado que a Manaus Energia possuía 12.213 unidades consumidoras sem equipamento de medição, sendo 7 unidades do Grupo A⁷.

Apesar de a empresa ter programa de ações e metas para redução das perdas de energia, verifica-se que não há obtenção de ganhos expressivos, devido à falta de um gerenciamento integrado de todas as áreas e profissionais envolvidos nas ações que podem influenciar no aumento ou redução das perdas de energia.

2.6. Principais Características do Sistema Elétrico da Manaus Energia

2.6.1. Geração e Transmissão

A Manaus Energia é uma empresa totalmente verticalizada, que atende a capital do Estado do Amazonas, respondendo pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de realizar o suprimento dos municípios de Presidente Figueiredo, Rio Preto da Eva pertencentes ao Sistema CEAM. Os demais sistemas isolados do interior do Estado são de responsabilidade da Companhia Energética do Amazonas - CEAM, que os atende através de 88 sistemas de geração.

A partir de 1997 a Manaus Energia, através de contrato pioneiro de fornecimento, compra energia elétrica do PIE El Paso, para complementar a geração para o atendimento ao seu mercado.

O sistema elétrico da Manaus Energia é responsável pelo atendimento de 86% da demanda de energia elétrica do Estado do Amazonas, enquanto o sistema da CEAM responde por 14% do total.

O sistemas elétrico da Manaus Energia beneficia uma população de cerca de 1,5 milhões de habitantes, o que equivale a 50% da população total do Estado.

O Amazonas é um dos estados que apresenta as maiores taxas de desabastecimento de energia elétrica do Brasil. A grande extensão territorial, as localidades esparsas, o acesso difícil e o grande número de unidades de conservação ambiental e de reservas indígenas, dificultam o pleno atendimento energético do Estado.

Segundo estudos da Eletronorte, até o final de 2011, a população beneficiada com energia elétrica será de aproximadamente 3,0 milhões de habitantes, o que equivalerá a 68% do total da população residente no Estado.

O parque gerador instalado para o atendimento ao sistema da Manaus Energia apresenta

⁷ Estes números são diferentes aos apresentados na tabela 2.6 porque os momentos de auditoria foram diferentes.

uma capacidade efetiva de 1.002 MW, distribuída em unidades geradoras da própria Manaus Energia [55,5%] e da El Paso mais CGE [44,7%].

O parque gerador da Manaus Energia é de natureza hidrotérmica, possuindo 17 unidades geradoras, que totalizam uma capacidade efetiva instalada de 554 MW, distribuídas em 3 termelétricas - Aparecida, Mauá e Elétron - e na UHE Balbina [250 MW], localizada no rio Uatumã, município de Presidente Figueiredo. O parque gerador da El Paso é constituído por 4 usinas termelétricas - Plantas A, B, D e W - que possuem 16 unidades geradoras, totalizando 392 MW de capacidade efetiva instalada. Há ainda a planta do PIE CGE, com 56 MW efetivos. A tabela a seguir demonstra de forma resumida o que foi dito acima.

Tabela 2.8 – Principais características do sistema de geração da Manaus Energia

Empresa	Número de Unidades	Potência Total (MW)	
		Nominal	Efetiva
Manaus Energia	17	557,0	554,0(*)
PIE El Paso	16	506,0	392,0
PIE CGE	35	57,6	56,0
TOTAL	399	1.120,6	1.002,0

Fonte: Manaus Energia

(*) Inclui a usina hidrelétrica de Balbina.

O sistema de transmissão de energia elétrica da Manaus Energia está constituído de linhas de transmissão e de subestações de 230 kV e com linhas e subestações de distribuição em 69 kV, conforme a tabela mostrada a seguir.

Tabela 2.9 – Principais características do sistema de transmissão e distribuição da Manaus Energia

Equipamento	Dado
Capacidade de Transformação	2.402,5 MVA (*)
Linha de Transmissão 230 kV	364 km
Linha de Transmissão 69 kV	158 km

Fonte: Manaus Energia

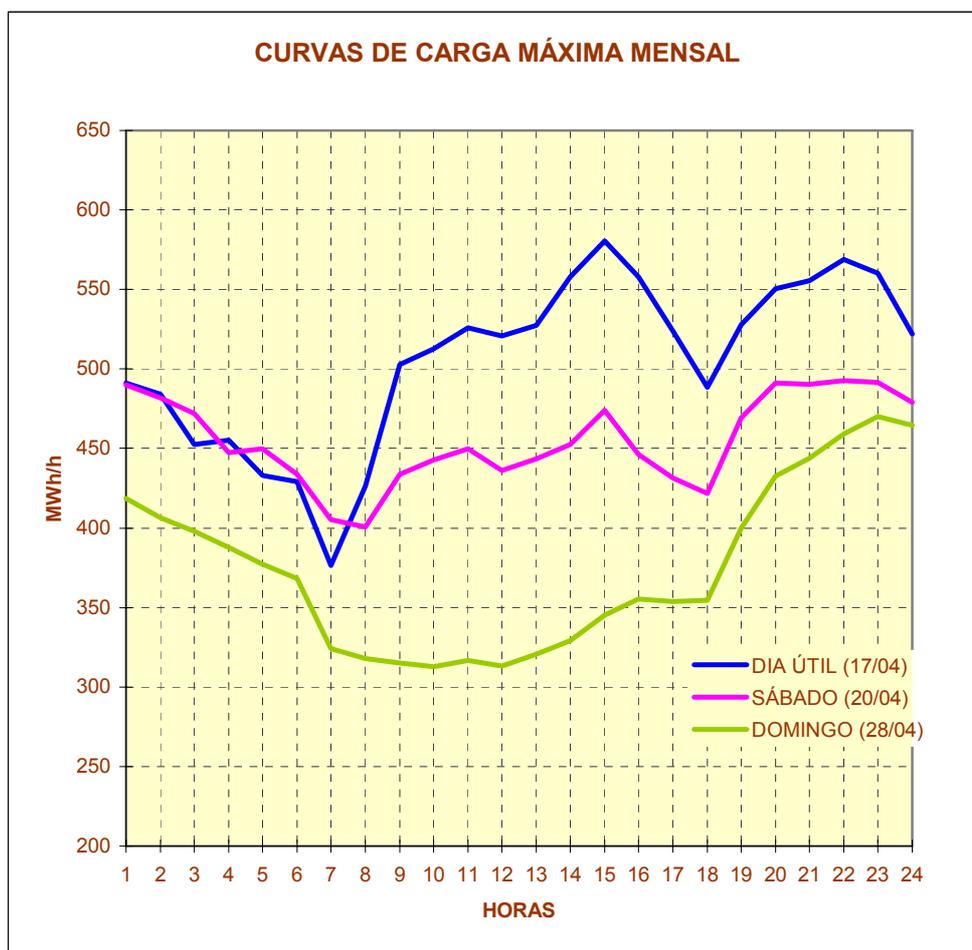
(*) Inclui transformadores de 230 e 69 kV

O sistema elétrico de potência da cidade de Manaus é constituído por usinas hidráulicas e térmicas [combustão interna e combustão externa] de propriedade das empresas privadas e estatais, de distribuição. e regionais, geração e transmissão, além de contar com Produtores

Independentes de Energia⁸. As usinas estão interligadas por linhas de transmissão [230 kV] e de distribuição (69 kV) e a potência total instalada é de 1.120,6 MW. O sistema possui 12 subestações, que operam nas tensões de 69 / 13.8 kV. Dessas subestações derivam 120 alimentadores de distribuição. Há, ainda, mais 3 subestações de transmissão, em 230 kV [Manaus Energia, 2003].

A curva de carga característica do sistema elétrico de potência da Manaus Energia (dia útil, sábado e domingo) é mostrada no gráfico 2.9. Observa-se que o sistema elétrico apresenta um elevado fator de carga, que do ponto de vista da oferta é muito interessante, pois, caso a empresa possua unidades geradoras eficientes, ela poderá auferir melhores resultados financeiros.

Gráfico 2.9 – Curva de Carga do Sistema Elétrico da Manaus Energia



Fonte: Manaus Energia, 2002.

⁸ PIE – Produtor Independente de Energia – instituído pela lei .9.074, de 07/07/95, regulamentada pelo Decreto nº 2.003, de 10/09/1996 tem por finalidade produzir e comercializar a energia elétrica a outros agentes do setor.

2.6.2. Distribuição e Comercialização

O sistema de distribuição possui 4.130,6 km de redes primárias e secundárias de energia, 9.585 postos transformadores, sendo 5.916 próprios da concessionária. A capacidade de transformação é de 1.224,3 MVA. A rede de distribuição possui 98.134 postes. O sistema de iluminação pública possui uma potência instalada de 12.803 kW [Manaus Energia, 2003].

As principais características do sistema de distribuição de energia da Manaus Energia estão apresentadas na tabela abaixo.

Tabela 2.10 – Principais características do sistema de distribuição da Manaus Energia

Item	Dado
Nº de alimentadores	114
km de Rede AT	1.572,08
km de Rede BT	2.494,77
Nº total de postes	95.767
Nº de SE's	12
Capacidade de transformação nas SE's (MVA)	758,10
Potência instalada na Rede de Distribuição (MVA)	1.199,63
Demanda (MW)	642,00

Fonte: Manaus Energia, 2002.

O sistema de comercialização possui 355.359 consumidores ativos, sendo 321.257 residenciais. O consumo médio residencial é de 225 kWh/mês [810 MJ/mês). O consumo total de energia, no mês de dezembro de 2002, foi de 2.805.821 MWh, [1,01x 10¹⁰ MJ] sendo 806.804 MWh [2,9 x 10⁹ MJ] referentes aos consumidores residenciais; 1.044.777 MWh [3,8 x 10⁹ MJ] referentes ao consumo industrial; 522.188 MWh [1,9 x 10⁹ MJ] referentes ao setor comercial; e 432.052 MWh [1,6 x 10⁹ MJ] referente aos outros tipos de consumidores.

As perdas elétricas de distribuição fecharam o ano de 2002 em 27,30%. O tempo equivalente de interrupção de fornecimento na distribuição - DEC, foi 8,77 horas, sendo que o FEC Frequência Equivalente de Interrupção Anual da distribuição foi de 10,04. O tempo médio de atendimento - TMA, foi de 79,24 minutos. O grau de inadimplência total, GIT, foi de 1,31 [um vírgula trinta e um] vezes o faturamento, ou seja, a empresa tem a receber de seus clientes 1,31 faturamentos mensais, fora aqueles débitos que ultrapassaram o período legal de cobrança de cinco anos.

Na tabela 2.11 estão apresentados alguns dados referentes ao cadastro de consumidores da Manaus Energia.

Tabela 2.11 – Dados da Área Comercial da Manaus Energia

Item	Dados	Percentual em Relação ao Todo
Nº total de consumidores	352.579	100,00
Nº de consumidores AT	1.614	0,46
Nº de consumidores BT	350.965	99,54
Nº consumidores residencial	317.711	90,11
Nº consumidores comercial	29.363	8,33
Nº consumidores industrial	2.175	0,62
Nº consumidores rural	282	0,08
Nº Poder Público	1.283	0,36
Nº Serviço Público	151	0,04
Nº Consumidores de baixa renda	127.314	36,11

Fonte: Manaus Energia, 2002 [a terceira coluna é de produção do autor].

Na tabela 2.12 estão os valores das tarifas atuais praticadas pela Manaus Energia para as diversas classes de consumo.

Tabela 2.12 – Tarifas Praticadas pela Manaus Energia

Classe	Tarifa [R\$/MWh]
A3 – 69 kV	52,64
A4 – 2,3 kV a 25 kV	110,17
B1 – Residencial	187,34
B1 – Baixa Renda	
Até 30 kWh	65,56
De 31 a 100 kWh	112,41
De 101 a 200 kWh	168,62
B2 – Rural	125,25
B2 – Cooperativa de eletrificação rural	88,50
B3 – Demais classes	199,83
B4a – Iluminação Pública	102,97

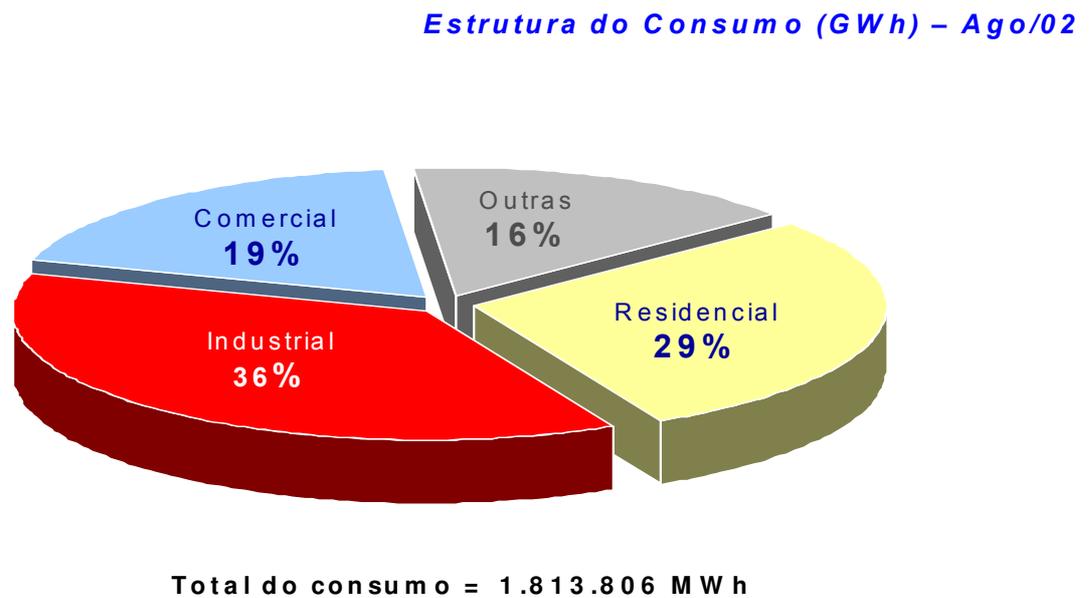
Fonte: Manaus Energia, 2002⁹

O gráfico 2.10 mostra a participação percentual das principais classes de consumo cadastrados no sistema comercial da Manaus Energia. Observa-se a grande participação do setor industrial e também dos consumidores residenciais e comerciais. Destaca-se o setor industrial que,

⁹ Unidades consumidoras que apresentarem consumo de energia até 50 kWh são isentas do ICMS

com apenas 0,46% da quantidade de consumidores [como mostrado na tabela 1.10], participa com 36% do consumo de energia elétrica, mostrando que há uma importante atividade industrial na região.

Gráfico 2.10 – Participação Percentual das Principais Classes de Consumo



Fonte: Manaus Energia, 2002.

2.7. Fatores que influenciam as perdas comerciais

As perdas comerciais decorrem de uma série de fatores:

→ **Por ação do consumidor**

Fraudes e desvios de energia;

Ligações clandestinas

→ **Por deficiência da concessionária**

Ligação sem medição;

Leitura de consumo incorreto;

Falta de atualização da base de dados do cadastro;

Erros de cadastramento de consumidores;

Faturamento incorreto;

Desatualização do sistema de iluminação pública.

2.8. Metodologia Atual de Medição das Perdas Comerciais na Manaus Energia

Com relação às perdas comerciais, as concessionárias têm aplicado algumas tentativas de mitigação, sendo as mais tradicionais aquelas baseadas em inspeções técnicas, visando à identificação de fraude e/ou desvio [CCON, 1990], bem como o acompanhamento do histórico de faturamento de cada unidade consumidora na busca de alterações significativas em relação à média histórica destas unidades. Algumas empresas, mais recentemente, têm optado por investir em novos sistemas de medição, para fins de faturamento [BRITO, 2002 e GAMA, S.Z. e outros, 2002], em que a instalação do medidor de energia elétrica é deslocada para o poste da concessionária, na busca de evitar a manipulação dos equipamentos ou a constituição de desvios, anteriores à mensuração da energia consumida.

Como o tema agrega a variável “*comportamento humano*”, fica difícil determinar modelos matemáticos que possam avaliar, com precisão, a sua magnitude. A maioria das metodologias, encontrada na literatura, determina as perdas comerciais de forma indireta, por diferença, a partir da exclusão das perdas técnicas caracterizadas.

Na Manaus Energia, como na Boa Vista Energia, o cálculo é feito em base anual, o que elimina o problema da medição de energia, para fins de faturamento, em períodos diferentes da base de produção mensal de energia pelas usinas ou pela aquisição de outras empresas geradoras. A sistemática é a seguinte:

- i Mede-se o valor da energia disponibilizada nas barras da Distribuição [$E_C + E_G$];
- ii Determina-se o valor das perdas técnicas nos circuitos de distribuição, através de cálculos ou estimativas, que vai do disjuntor do alimentador até o medidor de energia das unidades consumidoras, bem como nas linhas de Distribuição [69 ou 138 kV];

- iii Determina-se a energia faturada, no período, nos consumidores alimentados em alta tensão [69 e 138 kV]; e em média e baixa tensão [220/127 V e 13,8 kV] E_F ;
- v Faz-se então, o balanço energético entre o que foi disponibilizado e o que foi faturado, determinado, assim, o montante das perdas comerciais, conforme segue:

$$\text{Perdas Comerciais} = \Sigma [E_C + E_G] - \Sigma (E_F + \text{Perdas Técnicas}) \quad [2.1]$$

Onde:

E_C = Energia Comprada

E_G = Energia Gerada Líquida (própria)

E_F = Energia Faturada¹⁰

A parcela “**Perdas Técnicas**” pode ser determinada através de metodologias diversas, que integrem todos os segmentos envolvidos, tais como:

- Medidor de Energia;
- Ramal de ligação;
- Rede secundária;
- Transformador de distribuição;
- Rede primária;
- Subestação de distribuição;
- Sistema de alta tensão;
- Outros.

A maioria das metodologias pesquisadas [BRITO e outros, 2002], não levam em conta todos os segmentos evidenciados acima. São poucas as metodologias que descrevem procedimentos para avaliar as perdas técnicas em todos os segmentos aqui considerados [Méffe, 2001]. Todavia, hão de ser considerados todos os elos de ligação elétrica dos sistemas, de forma a se identificar, por diferença, os montantes relacionados às perdas comerciais.

Alguns concessionários fazem uso de programas computacionais de fluxo de carga, sendo que esta metodologia ainda não está totalmente aceita na prática. Méffe, em sua dissertação de

¹⁰ Não inclui a parcela referente à inadimplência

mestrado, propõe a determinação das perdas técnicas em todos os segmentos, ficando as perdas comerciais calculadas por diferença.

No caso da Manaus Energia, a perda técnica é estimada em torno de 7%, o que torna a determinação das perdas comerciais não confiável, dado que, atualmente, as condições operativas dos circuitos de distribuição são totalmente diferentes das originais, apresentando carregamentos dos circuitos das redes primárias superiores a 80% de suas capacidades nominais. A perda comercial é determinada a partir de um balanço energético anual, usando a expressão 2.1.

Alguns fatores que com certeza estão elevando a perda técnica são, por exemplo, o elevado carregamento dos transformadores de distribuição e o não balanceamento das fases dos circuitos secundários. A queima de capacitores e o mau contato [pontos quentes] nas conexões elétricas também contribuem para a elevação das perdas técnicas. Estas perdas são agravadas pelo atraso das obras de expansão, que dificultam a operação e elevam as perdas técnicas, assim como a reduzida ação de manutenção dos circuitos de distribuição.

Ao longo dos anos, a Manaus Energia vem desenvolvendo atividades que visam combater, de forma sistematizada, as perdas comerciais de energia elétrica. Inicialmente, foi determinado o valor da perda técnica do sistema de distribuição, que foi calculado como sendo da ordem de 6%¹¹. Em função da energia requerida pelo sistema de distribuição, do volume de energia comercializado e do valor das perdas técnicas, por diferença calcula-se o valor das perdas comerciais.

Os dados da energia disponibilizada são medidos diariamente e integralizados dia a dia durante doze meses. O setor responsável por essa atividade é o Centro de Operação Regional [COR]. Após todas as críticas, o número é disponibilizado para a área de combate às perdas comerciais.

O sistema comercial AJURI contabiliza a energia faturada no período e disponibiliza o número para a área de combate às perdas comerciais.

De posse dos números, a área de combate às perdas comerciais da Manaus Energia preenche a planilha mostrada tabela 2.13 e efetua o cálculo das perdas no período.

¹¹ Quando as perdas técnicas foram calculadas o valor encontrado foi de 6%. A Manaus Energia estima que hoje esteja em 7%.

A seguir é apresentada, de forma didática, através de tabela, o método de cálculos das perdas de energia que comporão o anexo 1.

Tabela 2.13 - Demonstrativo do Cálculo das Perdas Comerciais (Mensal)

DISCRIMINAÇÃO	JAN/xx	FEV/xx	=>	DEZ/xx
1. Energia Comprada [MWh]			=>	
2. Energia Gerada – Própria [MWh]			=>	
2.1 Consumo Interno [MWh]			=>	
2.2 Perdas na Transmissão [MWh]			=>	
2.3 Perdas na Distribuição [MWh]			=>	
2.4 Mercado Próprio Distribuição (MWh)			=>	
2.5 Mercado Próprio Transmissão [MWh]			=>	
3. Energia Recebida SE's Distribuição (MWh)			=>	
3.1 Consumo Interno das SE's (MWh)			=>	
4. Energia Requerida nas SE's [MWh] = [3 – 3.1]			=>	
5. Energia Faturada (MWh)			=>	
6. Perdas Comerciais [MWh] = [4 – 5]			=>	
7. Perdas Percentuais = [(5/4) x 100]			=>	

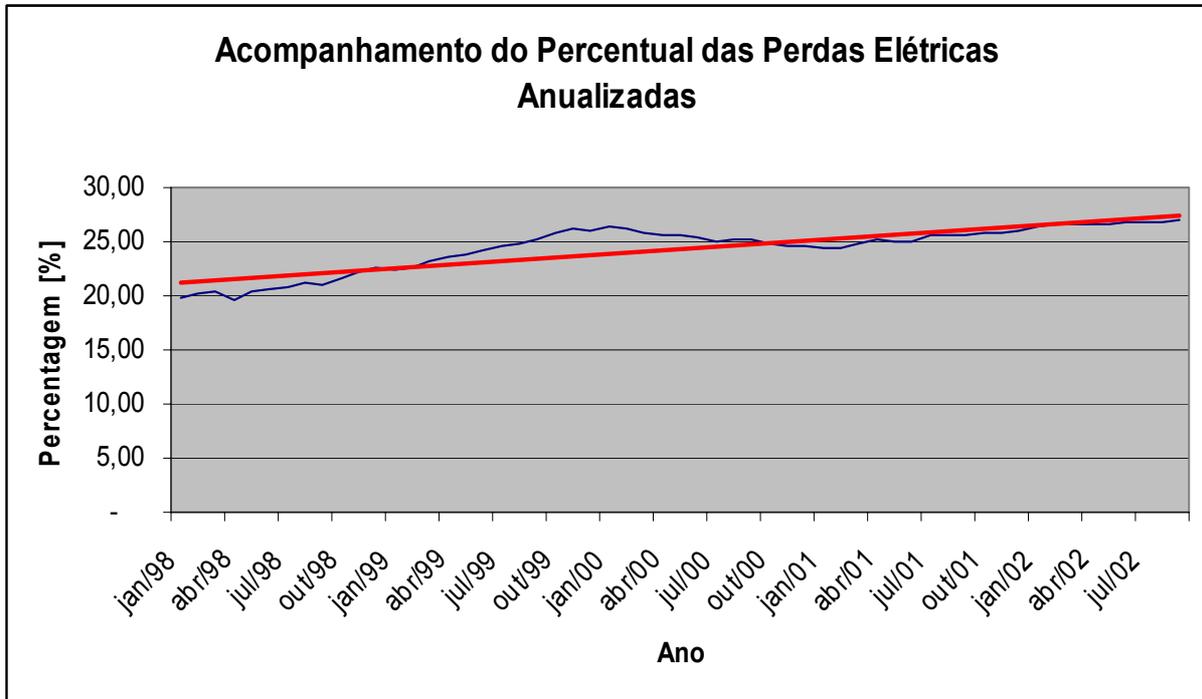
Fonte: Elaboração própria a partir de informações obtidas

xx – ano em referência

Os processos de transmissão e distribuição de energia provocam perdas por efeito Joule e tem seus valores proporcionais às condições operativas do sistema.

O gráfico 2.11 apresenta o comportamento das perdas de energia elétrica da empresa Manaus Energia S/A, no período de janeiro de 1998 a novembro de 2002, verificando-se que as mesmas apresentam uma tendência de crescimento, conforme linha de tendência apresentada em vermelho. Isso quer dizer que as perdas não estão tendo uma gestão firme de combate.

Gráfico 2.11 – Evolução das Perdas da Manaus Energia



Fonte: Elaboração própria a partir de dados cedidos pela Manaus Energia

Conforme procedimentos adotados pela quase totalidade das empresas no Brasil, as perdas globais são obtidas pela fórmula:

$$\text{Perda Total} = \text{Energia (Comprada + Gerada Líquida)} - \text{Energia Faturada}$$

[2.2]

Observa-se, nessa fórmula, a importância da característica de mercado de cada empresa. Para as concessionárias com predominância do mercado industrial e que tenham geração própria, as perdas tendem a apresentar valores baixos, enquanto aquelas, em que a classe residencial é a responsável pela maior parte da energia comercializada, as perdas são mais elevadas, em função do maior número de equipamentos de transformação, maior extensão de alimentadores e ramais de ligação.

As perdas nas linhas de transmissão, alimentadores de distribuição, rede secundária e ramais de ligação, são decorrentes basicamente do efeito Joule e dependem diretamente do tipo

de cabo (tecnologia), do comprimento e do carregamento dos circuitos e qualidade da manutenção. Isso pode ser verificado pela expressão:

$$\text{Perdas} = R \times I^2 \quad [2.3]$$

Onde:

I = Corrente elétrica em Ampère; e

$$R = \rho (l/A); \quad [2.4]$$

R = a resistência elétrica do condutor [Ω];

ρ = resistividade do material [$\Omega \cdot m$];

l = comprimento do condutor [m];

A = área da seção transversal do condutor [m^2].

As perdas nos transformadores são compostas de duas parcelas: perdas no cobre e perdas no ferro. As perdas no ferro são constantes para cada tipo de transformador, independente de seu carregamento, enquanto as perdas no cobre são proporcionais ao carregamento do equipamento. Quando um transformador é super dimensionado, suas perdas se tornam elevadas, o que ocorre normalmente na zona rural e em unidades com transformadores exclusivos, como é o caso de condomínios residenciais e comerciais.

As parcelas da energia comprada e da energia gerada líquida, demandada pelo sistema elétrico de potência, apresentadas na equação 2.1, são integradas com base no mês calendário, enquanto a energia vendida ao consumidor é medida de acordo com um calendário de medição de energia para fins de faturamento, que não acompanha a mesma base. Os equipamentos de medição de energia para fins de faturamento, de unidades consumidoras residenciais e de unidades comerciais e industriais, não são equipamentos de tecnologia de ponta, não possuindo memória de massa. Isso dificulta o processo de cálculo das perdas.

O cálculo das perdas é realizado com base em valores anuais, haja vista o processo de faturamento não coincide com o intervalo civil [mês calendário]. Este procedimento é aceito e utilizado, atualmente, no setor elétrico nacional. Os gráficos 2.12 e 2.13, de elaboração própria, demonstram o evidenciado.

O gráfico 2.12 representa a energia adquirida + geração própria no período de um “mês calendário”.

Gráfico 2.12 Energia Disponibilizada no Mês

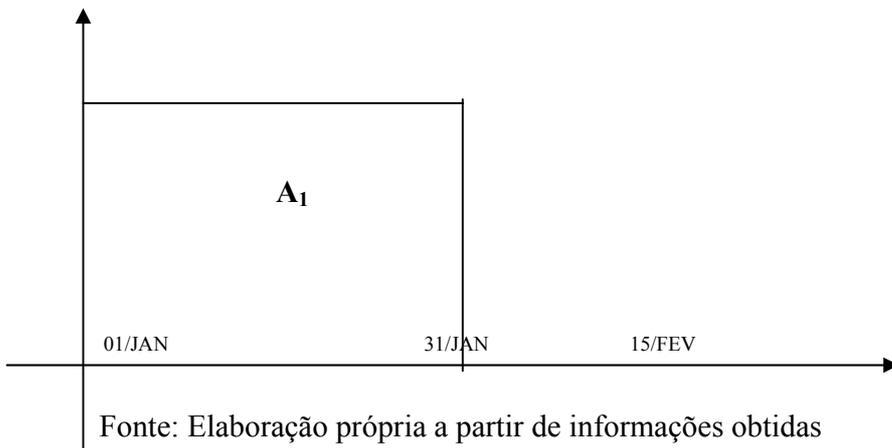
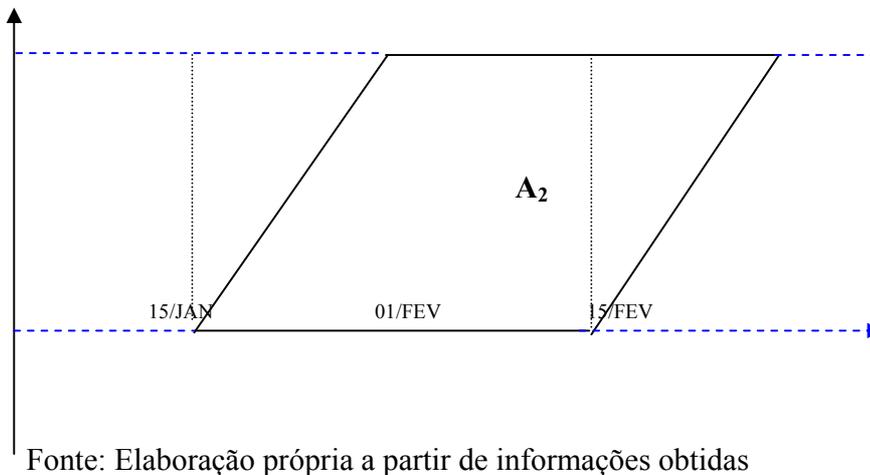


Gráfico 2.13 - Energia Faturada



O gráfico 2.13 mostra a distorção decorrente do período de faturamento, que não coincide com o mês calendário. Portanto, não se podem comparar as energias para fins de cálculo das perdas.

As áreas do quadrado A_1 e do paralelogramo A_2 são aproximadamente iguais. Porém, não se podem usar tais áreas para o cálculo da perda de energia comercial. Se, no entanto, essas energias forem comparadas numa base anual, as distorções são eliminadas.

O inconveniente desse método é a base de tempo, onde se verifica que as ações de combate às perdas, implementadas por qualquer plano de ação, só vão apresentar resultados significativos após o primeiro ano, dado que os valores das perdas estão contaminados pelos números dos últimos 12 meses. Isto é claramente perceptível nas tabelas dos cálculos das perdas apresentadas no decorrer dos anos, conforme anexo 1.

As perdas comerciais, provenientes da obsolescência do sistema de medição [medidores e equipamentos], consumidores taxados, fraudes e desvios de energia e ligações clandestinas, são de difícil controle e combate e têm provocado verdadeiros rombos nos caixas das empresas do Setor Energético Brasileiro, incluindo a inadimplência.

2.9. Procedimentos de Combate às Perdas Comerciais na Manaus Energia

A Manaus Energia possui um Departamento, ligado à Diretoria de Distribuição, que tem a função básica de combater as perdas comerciais de energia elétrica. Esse departamento possui uma razoável estrutura de pessoal que desenvolve atividades de campo e interna nas instalações da empresa. Essas equipes são todas terceirizadas.

A partir do cálculo das perdas comerciais, como mostrado na seção anterior, e com o auxílio do sistema corporativo AJURI, os técnicos da Manaus Energia, buscam identificar as unidades consumidoras que apresentam alguma variação de consumo de energia. Identificadas as unidades consumidoras que tiveram em seu histórico de consumo alguma variação significativa, nos últimos meses, sem qualquer explicação ou informação dos clientes, são geradas Ordens de Serviços¹² de inspeção técnica.

Outra forma de gerar inspeção técnica é o processo de consistência mensal do faturamento, realizado mensalmente. Todas as vezes que o sistema AJURI identifica desvios significativos de consumo, o processo de faturamento é interrompido a fim de que o analista tome alguma providência. O analista pode gerar Ordens de Serviços com vista a conferir a leitura realizada. O analista também pode dar continuidade ao processamento normal do faturamento sem maiores investigações.

Existe, ainda, o processo de leitura do consumo de energia das unidades consumidoras. Os leituristas realizam suas atividades com o auxílio de máquinas digitais, onde são armazenados os

¹² Ordens de Serviços - OSs

dados referentes à sua rota de leitura. Caso haja inconsistência na leitura, o equipamento informa ao empregado tal fato. O leiturista confirma o valor da leitura atual, mesmo que haja valor inferior ao da leitura anterior ou consumo muito baixo. A visão dos leiturista é o primeiro passo na identificação de fraude ou desvio. A partir das suas informações são geradas Ordens de Serviços de inspeção técnica.

2.10. Procedimentos de Combate às Perdas Comerciais em Outras Empresas

2.10.1. Procedimentos da CEB

Conforme a pesquisa realizada, os procedimentos de combate às perdas comerciais efetuados por outras empresas do setor elétrico brasileiro são semelhantes aos realizados pela Manaus Energia, tendo essas empresas as mesmas dificuldades em localizar e quantificar a real dimensão das mesmas. Algumas empresas [CEB, CEMIG e CPFL]¹³ estão desenvolvendo experiências para o monitoramento de alimentadores de distribuição, visando a um maior controle e precisão no cálculo das perdas [ABRADEE, 1998].

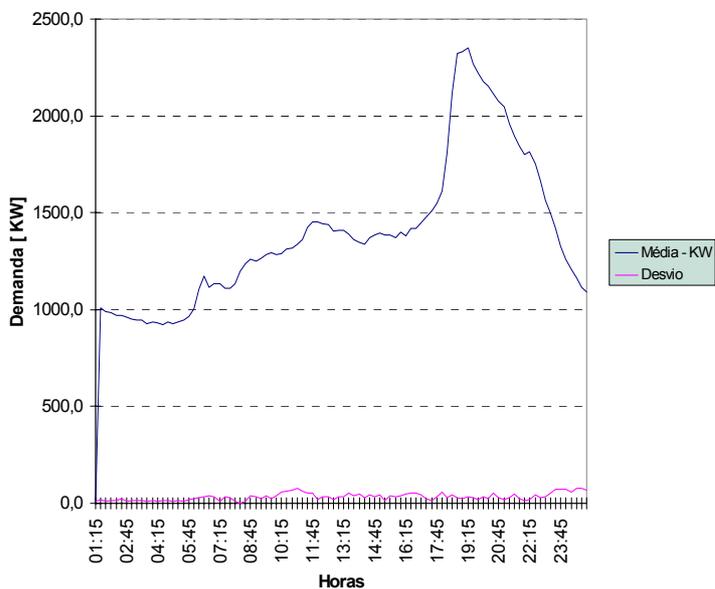
No caso da CEB, foi realizado o monitoramento de um alimentador que apresenta consumidores de todas as classes, envolvendo unidades dos grupos tarifários A e B. O medidor foi alimentado com informações provenientes dos transformadores de corrente do próprio alimentador que possui exatidão de 0,3 %. Com a finalidade de verificar a influência dos possíveis remanejamentos de carga ocorridos no alimentador, no valor da energia medida mensalmente, foram definidos treze subperíodos de 30 dias, conforme indicado na tabela 2.14 [ABRADEE, 1998].

¹³ CEB – Companhia de eletricidade de Brasília
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

Tabela 1.14 – Energia medida

Períodos	Energia medida [kWh]
19/08 a 19/09	1.046.177
20/08 a 20/09	1.047.974
21/08 a 21/09	1.047.798
22/08 a 22/09	1.045.233
23/08 a 23/09	1.046.984
24/08 a 24/09	1.051.615
25/08 a 25/09	1.059.729
26/08 a 26/09	1.063.465
27/08 a 27/09	1.065.466
28/08 a 28/09	1.063.749
29/09 a 29/09	1.059.337
30/08 a 30/09	1.060.735
31/08 a 01/10	1.065.692
Média	1.055.689
Desvio	8.114 (0,77%)

Gráfico 1.14 – Demanda medida e desvio padrão



Fonte: ABRADDEE

A curva de carga característica do alimentador, indicada no gráfico 2.14, representa o valor médio diário de uma amostra e desvio padrão, que pela sua pequena amplitude pode-se afirmar que a curva é representativa do alimentador.

Aplicando-se os procedimentos definidos no Relatório CODI-19.34, foi calculada a perda técnica do alimentador e por diferença, a perda comercial. Na tabela abaixo, estão indicados os valores dessas perdas.

Tabela 2.15 - Estratificação das perdas em um circuito alimentador de distribuição da CEB.

Item	Energia [kWh]	%
ENERGIA DISPONIBILIZADA	1.055.689	100
PERDA GLOBAL	132.850	12,58
PERDA TÉCNICA	58.136	5,50
PERDA COMERCIAL	74.714	7,08

Fonte: ABRADDEE, 1998

Através dessa metodologia podem ser identificados os alimentadores mais críticos, direcionando a aplicação dos recursos da empresa de forma a obter-se um melhor aproveitamento.

2.10.2. Procedimentos da COELBA – Cálculo Estatístico das Perdas Comerciais

Uma solução para a necessidade de mensurar as perdas comerciais está sendo implementada pela COELBA, que, em conjunto com a Universidade Federal da Bahia – UFBA, desenvolveu uma pesquisa da distribuição das perdas comerciais entre os seus consumidores. Para a realização da pesquisa, foi elaborado um plano amostral, com características de aleatoriedade que garantisse a sua representatividade e cobrindo a mais vasta gama de tipos de consumidores, para captar as distintas realidades de mercado e de comportamentos [ABRADEE, 1998].

O trabalho desenvolvido concentrou-se nos fatores cadastramento, medição e fraudes. Como o fenômeno das perdas não é uniformemente distribuído no Estado e sofre efeitos diferenciados dos fatores de perdas nas diversas Gerências Regionais, a amostra foi colhida levando em conta informações sobre a existência, dentro da população, de grupos cujos elementos são mais semelhantes entre si do que a população geral. Foram considerados então, três critérios de estratificação evidentes, que são: a divisão geográfico-administrativa das Gerências Regionais a divisão em classes de consumidores e a divisão em faixas de consumo.

Definida a amostra, foi realizada uma investigação de campo em que foram identificadas as irregularidades e os valores das perdas associadas a cada uma das suas causas. Para o caso do grupo B, foram encontradas irregularidades em 92 % das unidades inspecionadas, conforme se pode observar na estratificação da tabela 2.16.

Irregularidades com perda

Tabela 2.16 – Estratificação das Irregularidades

Tipo	Nº	%
Desvio antes do medidor	75	23,59
Medidor com defeito	70	22,01
Circuito de potencial interrompido	57	17,92
Desvio embutido na parede	47	14,78
Medidor com selo violado	20	6,28
Medidor danificado	15	4,72
Medidor com disco parado	12	3,78
Constante errada	11	3,46
Fraude na chave de aferição	11	3,46
Total	318	100

Fonte: ABRADEE, 1998

Dentre as irregularidades encontradas, destaca-se a grande incidência de caixas de medição sem selo que representou 86 % da amostra, 80 % das irregularidades encontradas e 72 % das irregularidades com perda.

Foram estimadas também as perdas de energia, separando por classes de consumidores, número de fases e por origem, conforme indicado nas tabelas a seguir.

Tabela 2.17 – Perdas estimadas por classe

Classe	Perda Mensal (MWh)	% (1)	% (2)
Residencial	9.579	49,23	6
Comercial	4.949	25,43	11
Industrial	546	2,81	7
Rural	3.785	19,45	20
Outras	600	3,08	6
Total	19.458	100	8

Fonte: ABRADEE, 1998

O percentual (1) refere-se à participação da energia perdida na classe com relação ao total da energia perdida. O percentual (2) refere-se à participação da energia perdida com relação a energia faturada.

Praticamente metade da energia perdida ocorre na classe residencial, apesar de significar apenas 6 % da energia faturada nesta classe. Já na classe rural ocorre o maior percentual com relação à energia faturada.

Tabela 2.18 – Perdas por fases

Fases	Perda Mensal	
	(MWh)	%
Monofásico	5.344	27,46
Bifásico	1.530	7,86
Trifásico	12.584	64,68
Total	19.458	100

Fonte: ABRADEE, 1998

Tabela 2.19 – Perdas por Origem

Origem	Perda Mensal	
	(MWh)	%
Intencional	9.465	48,64
Não intencional	9.993	51,36
Total	19.458	100

Fonte: ABRADEE, 1998

Nota-se que aproximadamente metade das perdas comerciais decorrem de causas de responsabilidade da própria empresa.

Situação atual do diagnóstico

Tabela 2.20 – Levantamento das Causas das Perdas no Brasil

Item	%
Perdas globais (Ago/97)	17,5
Perda Técnica – total	9,7
Transmissão	3,0
Distribuição	6,7
Perda Comercial – total	7,8
Ligações clandestinas	1,2
Fraude	1,2
Auto-religação	1,3
Erros não intencionais	1,7
A identificar	2,3

Fonte: ABRADEE, 1998

Os resultados permitiram identificar, com mais precisão, onde ocorrem as maiores perdas separando-se os dados por agências e gerências regionais, permitindo otimizar as atividades de inspeção com vistas à correção das irregularidades e conseqüente redução das perdas comerciais [ABRADEE, 1998].

2.11. Conclusões

Neste capítulo procurou-se identificar algumas metodologias adotadas para o cálculo das perdas comerciais, onde se pôde observar que a determinação de tais perdas depende fundamentalmente do valor das perdas técnicas.

Verificou-se, também, que para a determinação do valor das perdas técnicas, pode-se utilizar várias metodologias, inclusive estimá-las, o que, obviamente, está fora de propósito.

Com a metodologia a ser proposta no capítulo 5, a determinação das perdas comerciais será feita por circuito secundário de distribuição, levando-se em consideração apenas as perdas técnicas nos seguintes segmentos:

- Medidor de Energia;
- Ramal de ligação;
- Rede secundária.

A metodologia a ser apresentada terá como base o mês do faturamento das unidades consumidoras ligadas a um dado posto transformador. Com isso, a concessionária poderá priorizar suas ações de combate às perdas comerciais.

A metodologia a ser proposta agrega outros benefícios, tais como:

- Acompanhamento do carregamento dos transformadores de distribuição;
- Análise do nº de interrupções [DIC e FIC];
- Qualidade da tensão de fornecimento;
- Redução do TMA¹⁴ e outros.

¹⁴ TMA – Tempo médio de atendimento

Capítulo 3

3.1 Caracterização

No capítulo anterior buscou-se mostrar como é o procedimento adotado na determinação das perdas comerciais a partir do conhecimento da energia disponibilizada, das perdas técnicas e da energia faturada.

Este capítulo tem por objetivo abordar o contexto socioeconômico da cidade de Manaus, visando definir os limites reais do problema das perdas comerciais das empresas do serviço público de energia elétrica, em especial da empresa Manaus Energia S.A.

3.2 Aspectos Socioeconômicos

A Zona Franca é uma área fechada, isenta da aplicação da legislação alfandegária vigente no território onde se situa. Nela, mercadorias do exterior são desembarcadas, manipuladas, transformadas, embaladas e reembarcadas, sem qualquer controle alfandegário. As atividades que ali se desenvolvem podem ser de comércio, de indústria ou ambas, com o possível predomínio de uma delas.

A Superintendência da Zona Franca de Manaus - SUFRAMA é uma agência federal de promoção de investimentos e parcerias que, ao longo dos anos, tem se empenhado em consolidar-se como entidade promotora do desenvolvimento regional, não esquecendo a busca de alternativas para a inovação e modernização da parte ocidental da Amazônia brasileira, principalmente do Pólo Industrial de Manaus.

A criação da Zona Franca de Manaus foi a primeira tentativa de aplicação específica de incentivos fiscais do Governo Federal na Amazônia Ocidental. Ao que tudo indica, orientou tal decisão a intenção de compensar esta parte da Amazônia dos privilégios de que gozava a parte oriental, em face das instalações das agências de desenvolvimento da região em Belém do Pará.

A Zona Franca de Manaus foi idealizada pelo deputado federal Francisco Pereira da Silva e criada pela Lei 3.173 de 6 de junho de 1957. Dez anos depois, o Governo Federal, através do Decreto-Lei 291, de 28 de fevereiro de 1967, expande a área de influência da Zona Franca de Manaus para toda a Amazônia Ocidental (Amazonas, Acre, Rondônia e Roraima), visando integrar essa região à economia do país.

O Distrito Industrial de Manaus dispõe de uma área de 7.400 hectares, situada na zona leste da cidade, incluindo grandes áreas verdes, igarapés com nascentes preservadas e uma reserva ecológica de 100 hectares. As fábricas do distrito industrial da SUFRAMA possuem poucas chaminés e só podem ocupar 70% dos lotes que lhes são destinados, obrigando-se a manter a outra parte como área verde.

Apesar de o discurso oficial ser de que as fábricas do Distrito Industrial de Manaus não são poluidoras, o que se pode observar é uma ação de desmatamento geral e os igarapés do Japiim e do Quarenta estão poluídos e sem vida.

As indústrias consomem energia elétrica, da ordem de 36% do total produzido pela concessionária local. Como a concessionária gera energia a partir de uma matriz hidrotérmica, combustíveis fósseis, que geram poluentes atmosféricos e gases do efeito estufa, são consumidos para supri-las com eletricidade, nos processos de conversão energética. Além de energia elétrica, as indústrias consomem, em seus processos produtivos, energia química de combustíveis fósseis.

As indústrias são, basicamente, fabricantes de equipamentos eletroeletrônicos, porém, existe uma fábrica de cimento, uma refinaria de derivados de petróleo e várias distribuidoras de combustíveis.

Com o advento da Zona Franca, a cidade de Manaus, em menos de 30 anos, multiplicou por sete o contingente populacional, gerando, em consequência, uma ocupação desordenada, o que culminou com a poluição dos igarapés e a perda das matas ciliares, dado que esses mananciais foram alvos de invasões sem qualquer controle do poder público. As invasões de terras e de fontes de água continuam sem parar, o que, em breve, promoverá graves problemas para a população daquelas áreas e da região, como um todo.

Para atender ao déficit social de moradia provocado pela explosão demográfica, grandes conjuntos habitacionais têm sido construídos. Essas construções implicam desmatamentos, provocando a eliminação de alguns ecossistemas e o aparecimento de doenças, como a leishmaniose e outras.

A atividade industrial da Zona Franca de Manaus trouxe para a cidade as seguintes conseqüências [Veja, 2003]:

- O PIB de 2002, do Amazonas, cresceu duas vezes mais que a média nacional;
- Nos últimos quinze anos, a produção industrial do Brasil aumentou 31%. A local, 416%;
- A capital representou 60% da arrecadação de tributos da região Norte;
- Seis de cada dez empregos gerados na região foram criados em Manaus;
- Em três anos, a cidade de Manaus ganhou 52 posições no ranking das melhores cidades para negócios;
- Calcula-se que para cada real renunciado, o município, o Estado e a União, ganham R\$ 1,33;
- Em três anos, 5.000 novas casas e apartamentos ficaram prontos;
- Existem 5 shoppings e mais 2 estão sendo construídos;
- O porto foi reformado e o patrimônio histórico restaurado;
- O percentual da população matriculada no ensino fundamental é o melhor do país;
- Sobram exemplos de empreendimentos de sucesso, como o caso da HONDA, que emprega 5.650 pessoas e produz 99% dos componentes de uma de suas motocicletas;
- Segundo a FGV, o atual estágio tecnológico das indústrias eletrônicas instaladas em Manaus equivale ao que há de mais moderno no mundo;
- A NOKIA exportou, em 2002, 525 milhões de dólares em telefones celulares.

Manaus, outrora um porto de lenha, escombros do clico da borracha, hoje é a metrópole da Amazônia, com ruas e avenidas largas e bem pavimentadas, que oferece 53.000 empregos diretos e, anualmente, fatura 29 bilhões de reais; recolhe 4,9 bilhões de reais em impostos; exporta 2,98 bilhões de reais; e abastece o mercado interno de 8 bilhões de reais.

Apesar desse aparente sucesso numérico, esta riqueza não se consolida em renda para a população.

O Projeto ZFM, enquanto solução concebida para o equacionamento da questão geopolítica e econômica da Amazônia, permanece numa ordem inacabada. Ou seja, até o presente momento, decorridas quase três décadas desde a sua implantação, ainda não se delineou uma possibilidade real de auto-sustentação para o desenvolvimento econômico da região amazônica [Botelho, 2001].

O fundamental objetivo de longo prazo dos empreendimentos instalados na ZFM é a busca incessante da reprodução do CAPITAL e da TECNOLOGIA a fim de possibilitar as suas sobrevivências econômicas, independentemente dos níveis de emprego e de renda que ofereçam à população manauense e indiretamente ao desenvolvimento econômico da Amazônia Ocidental [Botelho, 2001].

Ao se analisar o emprego na ZFM no período que vai de 1988 a 2001, observa-se que houve uma sensível redução, apesar de ter ocorrido elevação do faturamento e das unidades produzidas, o que denota que atualmente aumento de produção e faturamento não implica aumento de emprego [Figueiredo, 2003]. Os dados estão mostrados na tabela 3.1 e gráfico 3.1.

Tabela 3.1 – Evolução do nº de empregados na Zona Franca de Manaus.

Ano	Mão de Obra (*)	Índice %
1988	60.669	100
1989	69.471	115
1990	76.798	127
1991	58.875	97
1992	40.361	67
1993	37.734	62
1994	41.477	68
1995	48.760	80
1996	48.894	80
1997	50.674	84
1998	49.575	82
1999	43.095	71
2000	48.879	81
2001	53.862	89

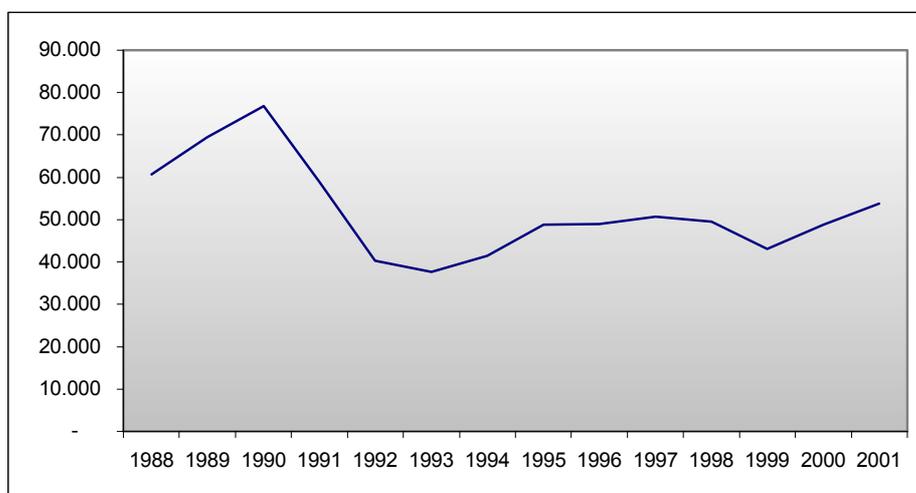


Gráfico 3.1 – Evolução de nº de empregados na ZFM.

Fonte: SUFRAMA, 2001, (*) Média mensal

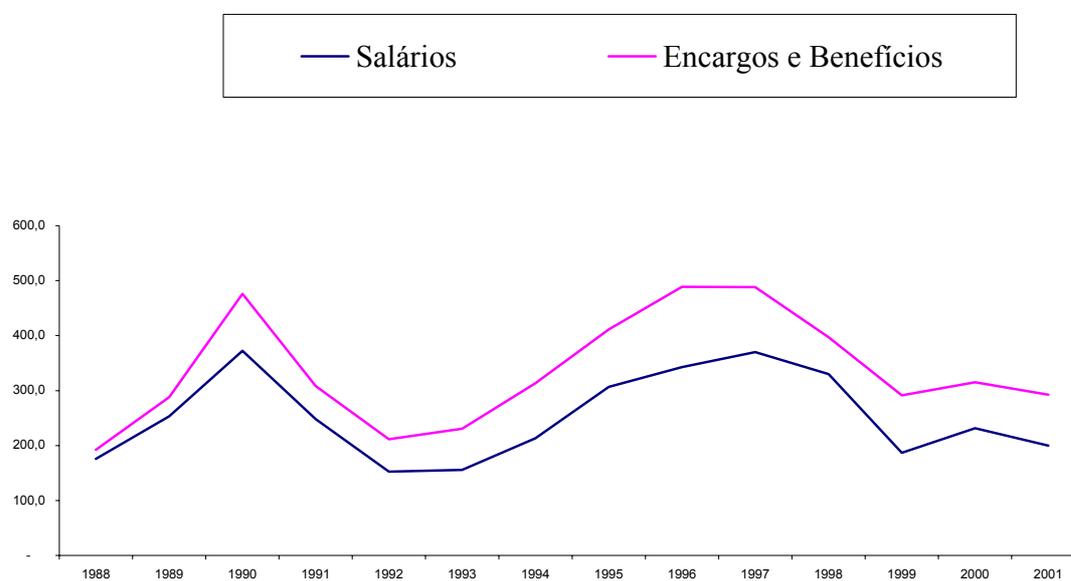
A mão-de-obra local ganhou emprego e salário e, a partir de 1994, o trabalhador local perdeu emprego, mas ganhou salário. Ou seja, os empregos de hoje remuneram melhor que os de ontem, mas certamente exigem mais qualificação [Figueiredo, 2003]. A tabela 3.2 e o gráfico 3.2 esclarecem melhor o que foi descrito.

Tabela 3.2 – Evolução dos salários, encargos e benefícios sociais

Ano	Salários		Encargos e Benefícios Sociais	
	US\$ milhões	Índice	US\$ milhões	Índice
1988	175,5	100,0	192,2	100,0
1989	253,3	142,0	287,9	150,0
1990	372,4	209,0	476,0	248,0
1991	247,9	139,0	308,1	160,0
1992	152,5	85,0	211,6	110,0
1993	155,8	87,0	230,8	120,0
1994	213,2	119,0	313,3	163,0
1995	306,5	172,0	411,2	214,0
1996	342,7	195,0	488,8	254,0
1997	370,0	211,0	488,2	254,0
1998	329,8	188,0	397,1	206,0
1999	186,8	106,0	291,4	80,0
2000	231,5	132,0	315,2	164,0
2001	199,8	114,0	292,4	152,0

Fonte: SUFRAMA, 2001

Gráfico 3.2 – Evolução dos salários, encargos e benefícios sociais



Com o advento da ZFM, a cidade de Manaus sofreu um fluxo migratório dos mais expressivos, tanto da população ribeirinha como de outras localidades brasileiras e estrangeiras.

Aquelas pessoas bem qualificadas que para lá migraram, obtiveram sucesso e ganhos financeiros. Entretanto, face o elevado fluxo migratório, problemas sociais, como a favelização da cidade, a poluição dos cursos d'água, tornaram-se subproduto do projeto, gerando conflitos, a marginalização e outras mazelas próprias desse tipo de urbanização. A figura 3.1 mostra os aspectos da favelização da cidade de Manaus.

Figura 3.1 – Favelização da cidade e problemas associados



Ou seja, se por um lado o Projeto ZFM trouxe ganhos, também arrebatou dívidas, sendo a mais pesada a explosão demográfica, fenômeno para o qual a cidade estava preparada. Daí derivam os demais problemas sociais, estando a concessionária local dos serviços de energia elétrica inserida nesse contexto, produzido energia a um custo muito elevado, sem que a população tenha renda para remunerar o serviço.

Muitos dos novos cidadãos da capital amazonense, apesar de terem renda, entendem que os serviços públicos de água e energia devem ser gratuitos. Portanto, não pagam suas contas e quando suspenso o fornecimento, apelam para a auto-religação.

Mercados altamente consumidores tendem a ser fraudadores, especialmente em regiões de baixo poder aquisitivo. O clima quente da cidade de Manaus torna o seu mercado altamente dependente de energia, sendo a média de consumo por consumidor bastante superior à média nacional. Por via de consequência, este mercado é bastante susceptível aos “atalhos” para reduções de consumo na forma de fraudes nas medições.

No caso do mercado em análise, a fraude na medição já se constitui em um problema de natureza sociocultural e encontra-se generalizada em toda a cidade. Seu crescimento ocorreu

ainda na primeira metade da década passada e foi se agravando com o passar dos anos, atingindo seu ponto máximo durante a crise do racionamento de 1997. Naquela situação adversa, segundo a opinião de técnicos da empresa, a mesma sentia-se pouco confortável para combater as práticas do roubo e da inadimplência e, por outro lado, o consumidor se sentia no direito de consumir sem pagar, por não estar recebendo um serviço à altura.

A cultura estabelecida entre alguns consumidores abriu espaço para o aparecimento de um “**mercado vendedor de reduções de consumo de energia**” meio de quadrilhas especializadas em vender fraudes, praticando-as de maneira individual e coletiva, especialmente em consumidores industriais, comerciais, prédios, conjuntos habitacionais etc.

Segundo um determinado agente da fraude, esse tipo de trabalho é muito rentável e pode render até R\$ 500,00 por serviço.

3.3 Perfil Socioeconômico

A população do Amazonas em 2002 era de 2.780.256 [IBGE, CENSO 2000], sendo que mais da metade da população ativa não possui qualquer registro de renda mensal. Das 2,057 milhões de pessoas ativas do Estado nas zonas rural e urbana, 1,4 milhão não tinham nenhum rendimento ou ganhavam até um salário mínimo por mês.

Para o Banco Mundial, uma pessoa que ganha até US\$ 1.08 por dia é considerada miserável. No Amazonas 70% da população vive com até US\$ 3.00 por dia [IBGE, CENSO 2000].

Outros dados levados em conta pelo Banco Mundial para determinar os níveis de pobreza são as casas com água encanada, banheiro e iluminação elétrica. Segundo dados do IBGE, 901,4 mil pessoas não possuem água canalizada e das 2,4 milhões de pessoas que possuem banheiros em casa, mais da metade tem os detritos jogados em escoadouros como os igarapés.

A mesma fonte informa que número de pessoas que possuem energia elétrica em casa é de 2,2 milhões. Entretanto não há como medir se a ligação dessas casas é legal ou clandestina. Nos anexos, podem-se ver reportagens de matutinos, edição do dia 12/04/04, onde se vê a precariedade de parte da população da cidade de Manaus.

O anexo 2 mostra algumas publicações em periódicos da cidade de Manaus, onde são veiculadas ações de combate à fraude e desvio de energia elétrica pela concessionária local.

3.4 A Terceirização

Outro problema, sem dúvida o mais grave, é o caso da terceirização dos serviços de inspeção. Esse processo que, para alguns casos, é a melhor opção para o concessionário de energia, não se tem demonstrado dessa forma para a Manaus Energia.

Os princípios básicos de uma boa terceirização são:

- a) Competência qualitativa;
- b) Clareza e seriedade nas licitações;
- c) Fiscalização dos trabalhos;
- d) Informações claras para a sociedade.

Adotado como forma de suprir a falta de recursos humanos e redução de custos trabalhistas, a empresa se viu obrigada a treinar os empregados das empreiteiras para que estivessem habilitados a detectar fraudes em unidades consumidoras. No exercício das suas funções, alguns desses empregados, em função dos seus baixos salários, aceitam subornos de determinados consumidores inescrupulosos para fazerem “vista grossa” às fraudes encontradas nas unidades de consumo. Em situação extrema, ao perderem os seus empregos, esses empregados passaram a comercializar fraudes como meio de sobrevivência.

Depoimentos de empregados próprios e contratados e de ex-empregados de empreiteiras não deixaram dúvidas quanto à existência de esquemas de fraudes contra os objetivos empresariais, o que coloca em situação de desconforto a terceirização de serviços. Do jeito que se apresenta a terceirização dos serviços de inspeção, se constitui em uma autêntica “**Escola de Formação de Fraudadores**”.

3.4.1 Principais Problemas da Terceirização

A tabela abaixo apresenta os principais problemas advindos da terceirização dos serviços nas empresas do setor de energia elétrica. Observa-se que 68% dos problemas advindos da terceirização tem como fundamento a cultura da empresa e a deficiência do padrão de qualidade.

Tabela 3.3 – Problemas identificados com a terceirização

PROBLEMA	%
- Incapacidade de adaptação do fornecedor à cultura da empresa	37
- Padrão da qualidade deficiente	31
- Resistência interna à mudanças	23
- Falta de interesse e espírito empreendedor do fornecedor	21
- Perda do controle sobre a formação de preços e qualidade	16

Fonte: ABRADDEE, 1998

3.5 Consumidores Taxados e Clandestinos

Os consumidores taxados são aqueles que foram ligados sem medidor, devido à falta temporária de tais equipamentos na empresa. Neste caso, os consumidores, sabedores de que seus consumos não estão sendo medidos, tendem a gastar mais, sem qualquer controle, porém a empresa só pode cobrar o valor da taxa mínima, conforme determina a Resolução 456 da ANEEL. Neste caso, a diferença entre o valor realmente consumido e o faturado fica caracterizada como perda. Na Manaus Energia, existia em setembro de 2002 cerca de 9.000 consumidores taxados, que representam uma parcela significativa das perdas da empresa.

O consumidor clandestino é aquele que não possui rede à porta, por incapacidade da empresa, e vai buscar sua energia onde houver rede. Mas o conceito também se aplica àquele consumidor que, mesmo tendo rede à porta, prefere conectar suas instalações diretamente na rede sem passar por qualquer medição. Há ainda um último caso do consumidor que pediu uma ligação à empresa, mas como esta demorou a atendê-lo, ele julgou-se no direito de fazê-la por conta própria, neste caso, sem instalação da medição. Nas figuras 3.2 e 3.3 são mostradas visão geral de algumas unidades consumidoras clandestinas conectadas à rede de baixa tensão da Manaus Energia.

Figura 3.2 – Unidades Consumidoras Clandestinas

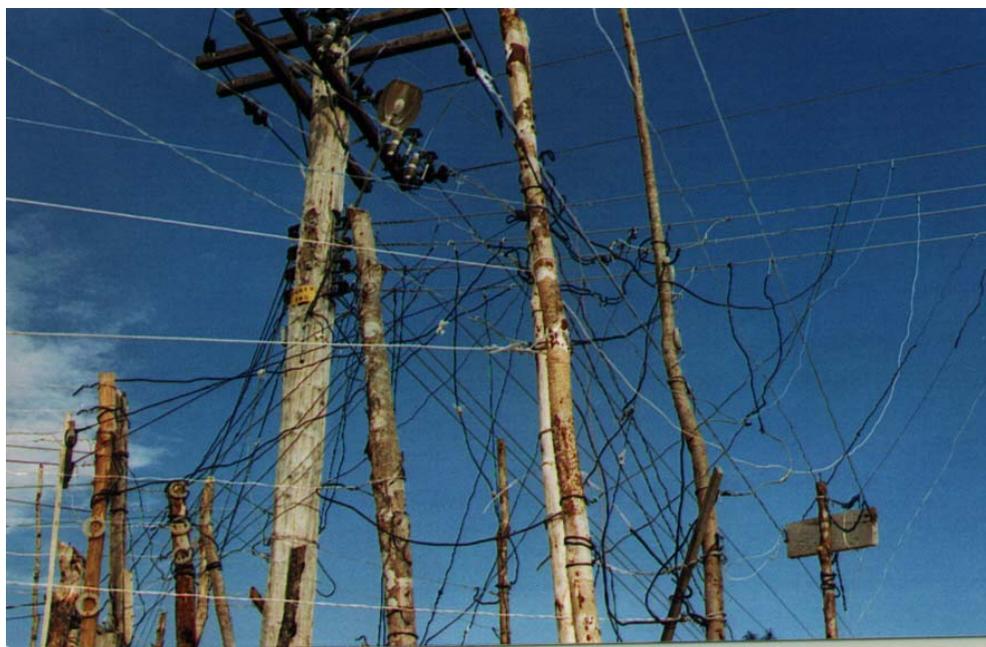


Figura 3.3 – Unidades Consumidoras Clandestinas



3.6 Valoração das Perdas Comerciais

A tabela 3.4 mostra as conseqüências danosas das perdas. Nela estão mostrados os valores das perdas de energia, acumuladas nos últimos 10 anos, tendo como referência a tarifa praticada no mês de julho de 2002. É importante observar que o valor total das perdas já entrou no “**clube do bilhão**” e que as perdas na distribuição são equivalentes a cerca de dez vezes o Programa de Investimentos da empresa para o ano de 2003.¹⁵

Tabela 3.4 – Evolução das Perdas no Período 1992 / 2001

Ano	Perdas Totais			Perdas na Distribuição		
	Perdas (MJ)	% s/a Energia Gerada	Custo das Perdas (R\$)*	Perdas (MJ)	% s/o Req do Segmento	Custo das Perdas (R\$)**
1992	1,35 E +09	20,4	53.921.525,84	0,99 E +09	15,0	43.285.456,40
1993	1,62 E +09	23,8	64.873.392,22	1,21 E +09	17,7	52.517.763,44
1994	1,91 E +09	25,3	76.210.445,22	1,52 E +09	20,2	66.215.363,16
1995	2,11 E +09	24,1	84.095.771,76	1,74 E +09	20,0	75.914.680,16
1996	2,31 E +09	24,1	92.392.021,54	1,85 E +09	19,3	80.888.383,28
1997	2,56 E +09	24,3	102.316.292,26	2,02 E +09	19,1	88.043.766,24
1998	3,18 E +09	27,1	127.166.364,78	2,80 E +09	23,9	122.166.230,04
1999	3,32 E +09	28,2	132.604.987,06	3,07 E +09	26,0	133.686.540,88
2000	3,60 E +09	27,7	143.936.288,86	3,24 E +09	24,7	141.198.532,52
2001	3,85 E +09	27,9	153.593.272,56	3,52 E +09	25,4	153.424.533,36
Total	25,81 E +09	-	1.031.110.362,10	21,96 E +09	-	957.341.249,48

* Tarifa Média Total: R\$ 143,78/MWh – Valor de julho de 2002, sem ICMS

** Tarifa Média Distribuição: R\$ 156,82/MWh – Valor de julho de 2002, sem ICMS

Fonte: Manaus Energia, 2002

3.7 O sistema comercial AJURI¹⁶

O sistema Comercial da empresa [AJURI] ferramenta desenvolvida por técnicos da Eletronorte e da Manaus Energia, sofre de um problema muito sério, que é exatamente oriundo da terceirização que hoje é praticada na Manaus Energia. O baixo nível de capacitação para a sua utilização traz consigo baixa eficiência nas operações de combate.

Outro ponto de alerta é a constante emissão, por parte do poder concedente, de resoluções que impactam diretamente na performance do sistema de gestão comercial. Atualização constante

¹⁵ O orçamento da Manaus Energia para o exercício de 2003 foi aproximadamente R\$ 100.000.000,00

¹⁶ AJURI – Mutirão

em conformidade com as resoluções oriundas da ANEEL são necessárias, sob pena de a concessionária vir a ser penalizada por não cumprimento dos dispositivos normativos.

Os sistemas informatizados, por sua vez, nem sempre cumprem seu papel de controle sobre os processos, pois são normalmente desenvolvidos para um objetivo específico, sendo que, para se ter informações adicionais sobre uma determinada atividade são necessárias manutenções e estudos preliminares, gerando trabalhos adicionais e comprometendo as respostas necessárias em função do tempo esperado para tomada das decisões, isto para casos onde existam as informações [ABRADEE, 1998].

Um ponto importante e motivador de problemas é a questão de segurança, pois o acesso de pessoas não autorizadas em determinados sistemas podem comprometer as informações armazenadas, por desconhecimento ou interesses que visem a outros objetivos. Nos sistemas estratégicos é fundamental a existência de senhas para acesso e que as manutenções nestes sistemas sejam executados sempre com a supervisão das chefias superiores, tanto pela área que presta a manutenção assim como pela área responsável pelo sistema.

A informática é uma ferramenta imprescindível nos dias de hoje; a eficiência das estruturas depende essencialmente do nível de informatização existente, pois automatizam processos, reduzem tempo e aumentam a qualidade e confiabilidade das atividades. As empresas devem ter Plano Diretor de Informática a fim de se manterem atualizadas sobre inovações tecnológicas, considerando o custo / benefício e tempo de vida útil dos equipamentos.

3.8 Outros Fatores

A impunidade dos consumidores, inadimplentes para com a empresa, constitui-se num grave problema. Estes, uma vez cortados, recorrem ao recurso da auto-religação para terem a energia de volta. Há também aqueles que para não serem cortados fazem ameaças aos eletricitistas ou os subornam para que não executem os cortes. As estatísticas mostram que apenas 30% dos consumidores indicados para serem cortados solicitam religações. Em agosto de 2002 este percentual foi de 26,2%.

Em resumo, a Empresa perdeu credibilidade junto ao seu mercado e à sociedade e se encontra à mercê de “espertinhos” que se aproveitam da situação para consumirem energia sem pagar e para desenvolverem negócios ilícitos tais como: venda de fraudes, construção de

conexões de ramais para integrar consumos clandestinos de redes privadas para roubar energia e vender a terceiros. Isso acontece principalmente, mas não somente, em favelas e áreas invadidas. Também os inadimplentes não respeitam a empresa por estarem habituados a se auto-religarem sem qualquer receio de punição. Há casos de consumidores com mais de 60 contas vencidas.

3.9 Conclusão

Os sistemas elétricos isolados da Região Norte, assim como os demais sistemas do resto do país, têm apresentado elevados índices de perdas elétricas comerciais. As características socioeconômicas apresentadas no item 2.1 evidenciam que as perdas comerciais devem-se, principalmente, ao baixo poder aquisitivo da população; à reduzida oferta de emprego; e ao elevado custo com que tal bem, a eletricidade, é comercializada, em relação ao nível de renda *per capita* regional.

As condições climáticas da região contribuem, de forma significativa, pela avidez da população por eletricidade, em busca de conforto térmico. Outro fator a pressionar a demanda é o elevado índice de analfabetismo, que reforça a cultura do desperdício, fortemente arraigada ao comportamento do brasileiro, de modo geral.

Os índices anuais de perdas, técnicas e comerciais, em empresas do setor de energia elétrica situadas nos países do primeiro mundo estão entre 6% e 8% e, na América Latina, chegam a alcançar 32%. No Brasil, a perda é, em média, 16%, com algumas concessionárias do Sul-Sudeste portando índices do primeiro mundo e concessionárias do Norte com índices maiores que o da América Latina.

A Manaus Energia, concessionária escolhida para avaliação pontual do trabalho, outrora uma empresa com bom desempenho comparado com as demais empresas do setor elétrico nacional registrou em dezembro de 2002, o percentual de 27,7% de perdas no seu Sistema de Distribuição, quando a meta empresarial era de 24,5%, o que já se considera alarmante.

Em 2003, conforme visto em gráficos anteriores, a tendência é a elevação do índice de perdas, exatamente pelo elevado fator inercial de atuação da concessionária frente a esta questão.

Capítulo 4

Análise da Situação Atual e dos Atores Envolvidos

4.1 Introdução

Conforme definido pela 2ª Lei da Termodinâmica, todo processo físico possui perdas inerentes ao mesmo. Isso também ocorre com a transmissão e distribuição de energia elétrica, que provocará perdas por dissipação de calor proporcional ao carregamento dos equipamentos do sistema [equações. 2.3 e 2.4].

As usinas de conversão de energia hidráulica são localizadas em função das características topográficas das bacias hidrográficas, sendo, normalmente, distantes dos centros de consumo de energia elétrica. Como essa energia é produzida em elevados volumes, há a necessidade da redução da corrente, objetivando a redução das perdas oriundas da dissipação do calor.

Com o advento, em 1831, do conceito da conversão eletromagnética da energia, houve a possibilidade do desenvolvimento do processo da corrente alternada [CA], através do uso intensivo de transformadores e dos motores elétricos. Os transformadores tiveram participação especial no transporte de elevados volumes de energia a partir dos grandes centros produtores, dado que eles ampliam o potencial do circuito e reduzem na mesma proporção o valor da corrente elétrica, reduzindo com isso a dissipação de calor na transmissão e distribuição desta energia.

As perdas comerciais decorrem de uma série de fatores, conforme relacionado no capítulo 2, por ação do consumidor ou por deficiência da concessionária.

4.2 Grandes Números

A quantificação das perdas comerciais é um dado de vital importância, pois mostra, de forma inequívoca, o quanto a empresa está deixando de arrecadar no período, mensalmente ou ao longo dos últimos anos. Para efetuar este cálculo considerou-se uma tarifa média de R\$ 143,78 [Manaus Energia, 2002], que deverá ser multiplicado pela energia que não foi faturada, ou seja, perdida.

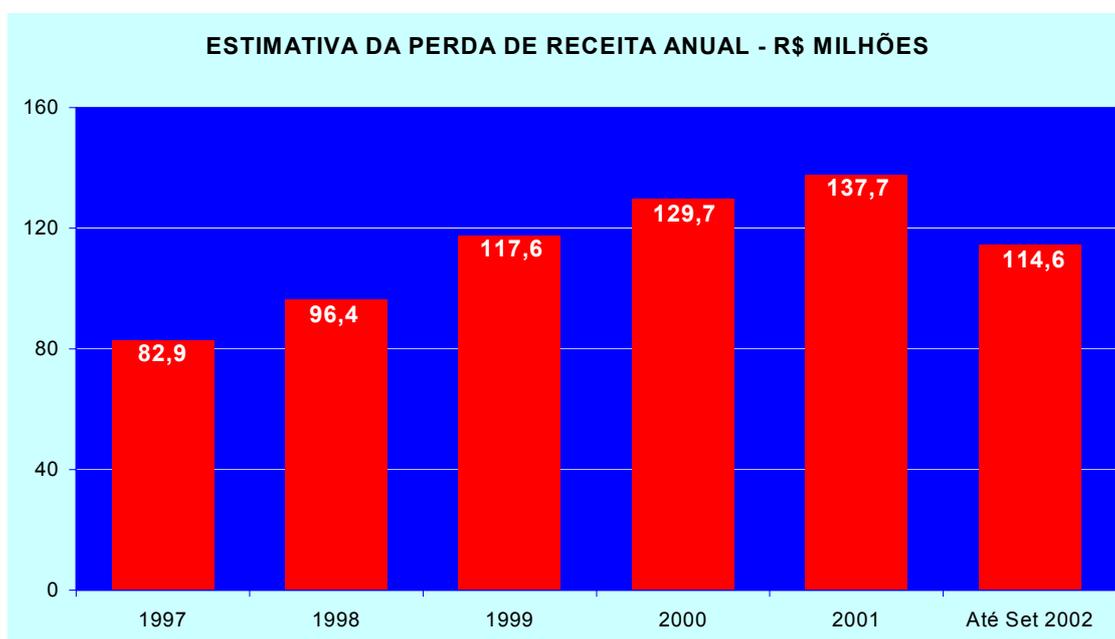
Um outro aspecto que pode ser observado é que a perda de receita da empresa girava em torno de R\$ 114.600.000,00 até setembro de 2002 [Manaus Energia, 2002].

Para o ano de 2002, a Eletrobrás financiou recursos para a Manaus Energia no valor de R\$ 24.000.000, ou seja, aproximadamente 15% da perda de receita. Isto quer dizer que o combate às perdas, de forma competente e eficaz, pode autofinanciar a empresa, não necessitando de financiamentos externos. O anexo 3 mostra a situação o balanço financeiro da empresa no exercício de 2002, onde se verificou prejuízo.

Os prejuízos impostos pelas perdas comerciais apresentam-se de duas formas distintas, porém complementares. A primeira diz respeito à empresa, que não consegue melhorar seus indicadores de qualidade pela drástica redução da receita, o que compromete sua capacidade de investimento em novas tecnologias. A segunda diz respeito aos clientes que passam a receber um produto de qualidade inferior, dado que os equipamentos de transformação e cabos passam a operar em sobrecarga, provocando queda de tensão e até podendo provocar danos aos aparelhos elétricos.

O combate às perdas pode reduzir os custos operacionais com combustíveis. Os valores anualizados que a empresa deixou de arrecadar em função das perdas estão mostrados no gráfico 4.1.e as despesas adicionais na aquisição de combustível são apresentados gráfico 4.2.

Gráfico 4.1 Estimativa da Perda de Receita Anual (R\$ Milhões)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados obtidos da Manaus Energia

Os valores anualizados que a Manaus Energia gastou na aquisição de combustíveis para alimentar as perdas estão apresentados no gráfico 4.2

Gráfico 4.2 – Estimativa de Gasto com Combustível Associado às Perdas (R\$ Milhões)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela Manaus Energia

Para se obterem os valores referentes ao gasto com combustível para gerar a energia das perdas, usou-se um consumo específico médio de 300 l/MWh¹⁷ gerado e o preço médio do litro de combustível R\$ 0,95 [Manaus Energia, 2002].

De acordo com o equivalente hidráulico¹⁸, pago hoje pela Manaus Energia, a conta CCC [Resolução 784 da ANEEL, 2002] cobre 84% dos custos com combustível, ficando para a empresa somente 16%. Portanto, a despesa com combustível é 16% do valor apresentado no gráfico 4.2.

4.3 Estimativa de Recuperação de Receita

A tabela 4.1 foi desenvolvida pela Manaus Energia visando identificar os custos necessários de investimento e custeio para combater as principais causas de perdas comerciais da empresa. Além disso, a tabela mostra o valor estimado a ser recuperado caso as ações tivessem sucesso. É importante observar que o total da energia não é exatamente igual ao valor das perdas atualmente realizadas, isso porque se entende que o consumidor passaria a ter um comportamento mais rigoroso quanto ao uso final da energia.

¹⁷ 300 l/MWh – Consumo específico médio de todas as plantas

¹⁸ Equivalente Hidráulico - valor que se gastaria com uma geração hidrelétrica equivalente, com base na tarifa estabelecida pela Aneel. Na data da pesquisa fixada em R\$ 25,12/MWh.

Tabela 4.1 – Estimativa de custos e recuperação de receita

Discriminação	Participação Relativa [%]	Energia a Recuperar [MWh]	Custo [R\$]			Custo/MWh Recuperado [R\$]	Valor Esperado a Recuperar [R\$]	Classificação da Atividade
			Investimento	Custeio	Total			
Fraude/Desvio/Autoreligados	43,50	347.565	1.638.000,00	7.757.650,80	9.395.650,80	27,03	51.717.672,00	B
Taxados Pelo Mínimo	27,50	219.725	546.000,00	186.000,00	732.000,00	3,33	32.695.080,00	A
Clandestinos	14,00	111.860	9.000.000,00	3.000.000,00	12.000.000,00	107,28	16.644.768,00	C
Leitura Incorreta/Erro de Faturamento	5,00	39.950	0,00	90.000,00	90.000,00	2,25	5.944.560,00	A
Cadastro	5,00	39.950	0,00	560.000,00	560.000,00	14,02	5.944.560,00	C
Sem Medição	2,50	19.975	548.310,00	135.000,00	683.310,00	34,21	2.972.280,00	B
Atualização Cadastral da IP	1,50	11.985	0,00	140.000,00	140.000,00	11,68	1.783.368,00	C
Endereço/Padrão Incompleto (INCO)	1,00	7.990	403.713,00	105.000,00	508.713,00	63,67	1.188.912,00	C
Total	100,00	799.000,00	12.136.023,00	11.973.650,80	24.109.673,80	30,17	118.891.200,00	

Fonte: Manaus Energia, 2002

Na última coluna está a classificação das atividades conforme abaixo.

Classificação de Atividades

A = Essencial (primeiras ações que devem ser realizadas);

B = Necessário (ações de médio prazo);

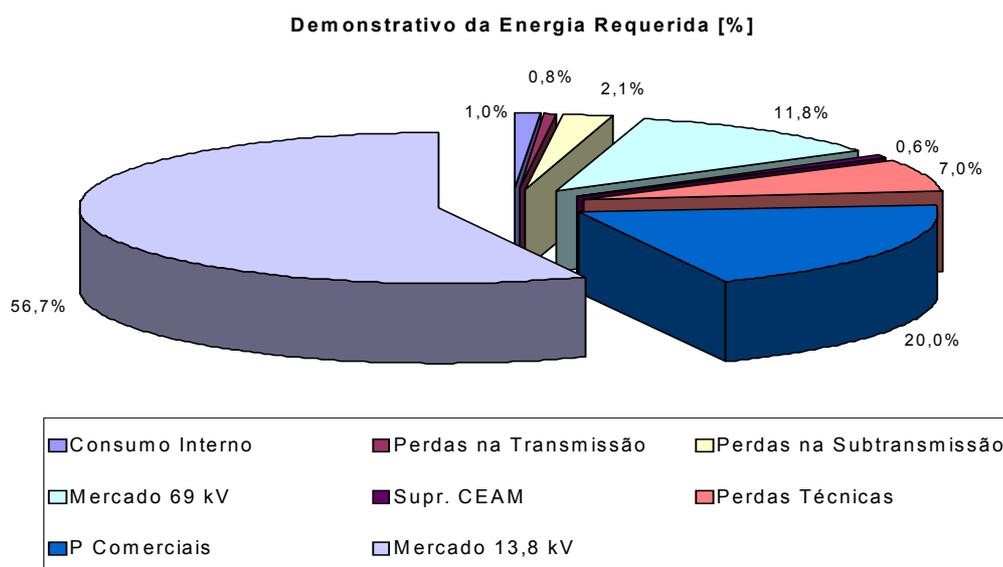
C = Secundário (ações que devem ser realizadas, mas podem esperar).

A classificação acima faz-se necessária, em face da escassez de recursos, ou seja, devem-se realizar, primeiramente, aquelas ações que possuam maior valor agregado para os objetivos empresariais. Portanto, devem-se, primeiramente, realizar as ações que produzam efeito imediato e tenham rentabilidade empresarial.

O valor da energia perdida, acumulada em doze meses, referente a dezembro de 2002, foi de 1.108.636 MWh [$3,9 \times 10^9$ MJ], conforme dado obtido na concessionária. Com o objetivo de trazer as perdas comerciais para 16,5% (próximo da média nacional), deve-se reduzi-las em aproximadamente 799.000 MWh [$2,9 \times 10^9$ MJ]. Aplicando-se os percentuais, mostrados na segunda coluna da tabela 4.1, referentes a cada segmento, tem-se os valores, em reais, a ser recuperados.

Conforme dito anteriormente, a perda comercial da concessionária sob estudo é de aproximadamente 20%. O gráfico 4.3, em forma de pizza, mostra com clareza as perdas na energia requerida.

Gráfico 4.3 – Energia Requerida



Fonte: Manaus, 2002

Essa perda pode ter várias origens. A tabela 4.2 apresenta, conforme estudo da empresa, como é a participação de cada fato gerador, totalizando os 20%. Também está indicada na tabela 4.2 a participação relativa e a participação relativa acumulada dos mesmos.

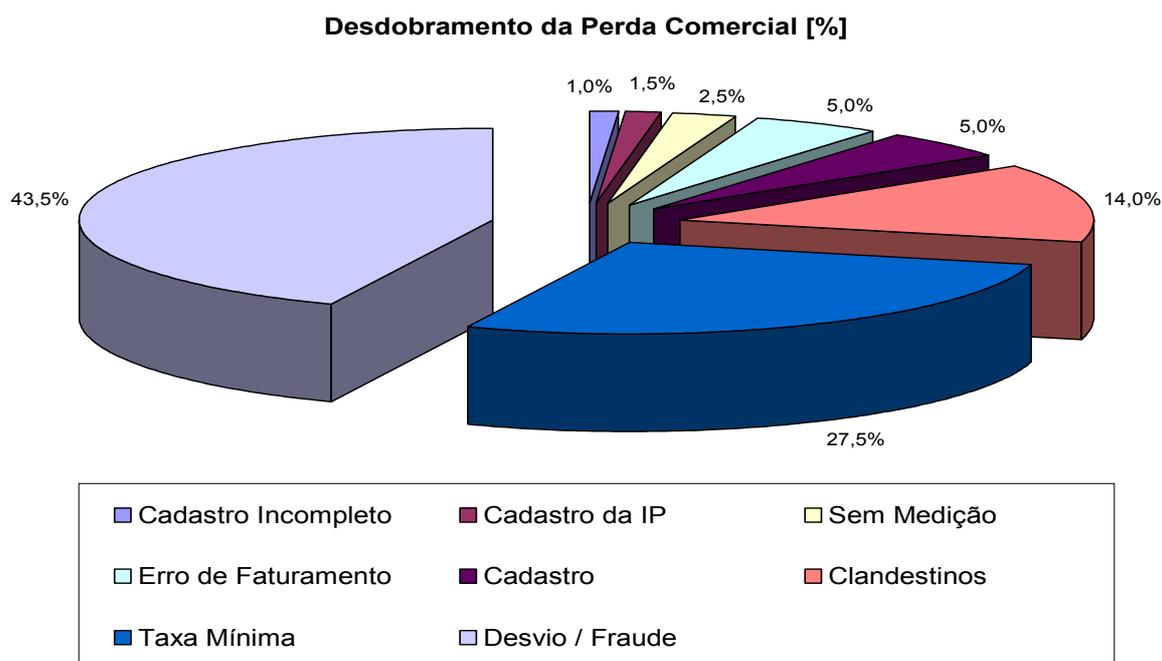
Tabela 4.2 Desdobramento das Perdas Comerciais

Discriminação	Perdas Comerciais [%]	Participação Relativa [%]	Participação Relativa Acumulada [%]
Fraude/Desvio/Auto-religados	8,7	43,5	43,5
Taxados Pelo Mínimo	5,5	27,5	71,0
Clandestinos	2,8	14,0	85,0
Leitura Incorreta/Erro de Faturamento	1,0	5,0	90,0
Cadastro	1,0	5,0	95,0
Sem Medição	0,5	2,5	97,5
Atualização Cadastral da IP	0,3	1,5	99,0
Endereço/Padrão Incompleto (INCO)	0,2	1,0	100,0

Fonte: Manaus, 2002

Também a partir da tabela 4.2 foi montado o gráfico 4.4, onde se pode observar visualmente a importância do Desvio / Fraude, assim como o faturamento das unidades consumidoras pelo Mínimo.

Gráfico 4.4 – Desdobramento da Perda comercial



Fonte: Manaus, 2002

O diagrama de Sankey a seguir, muito utilizado nas análises energéticas, foi montado visando verificar o comportamento da energia elétrica desde a sua produção até a sua comercialização, onde se verificam as perdas da energia ao longo de todo os processos. Observa-se que apenas 69,50% da energia chega ao consumidor final, ficando 20,00%, para alimentar as perdas comerciais.

A tabela 4.3 faz uma contabilidade energética a partir dos dados da energia produzida, levando em consideração os percentuais apresentados no diagrama de Sankey, apresentado na figura 4.1. Como se pode observar na tabela 3.3 e na figura 3.1, foram colocadas duas elipses em torno dos dados da perda comercial, visando destacar o problema, que é exatamente a perda comercial, tema central deste trabalho.

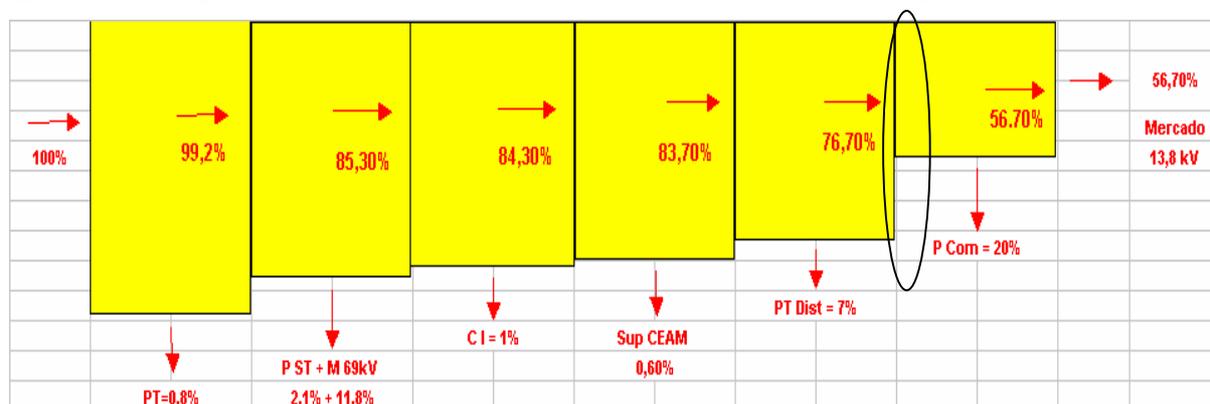
Tabela 4.3 – Análise Energética do Fluxo da Energia Elétrica, a partir da figura 3.1¹⁹

Unidade	Energia Gerada	Consumo Interno	Perda Transmissão	Perda Subtransmissão	Consumidores Especiais
MWh	3,95E+06	3,95E+04	3,16E+04	8,30E+04	4,66E+05
MJ	1,42E+10	1,42E+08	1,14E+08	2,99E+08	1,68E+09
tep	1,15E+06	1,15E+04	9,17E+03	2,41E+04	1,35E+05

Tabela 4.3 – Continuação

Unidade	Suprimento CEAM	Perda Distribuição	Perda Comercial	Mercado de 13,8 kV
MWh	2,37E+04	2,77E+05	7,90E+05	2,21E+06
MJ	8,53E+07	9,96E+08	2,84E+09	7,97E+09
tep	6,88E+03	8,02E+04	2,29E+05	6,42E+05

Figura 4.1 – Diagrama de Sankey das Perdas Comerciais da Manaus Energia²⁰



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados obtidos junto à Manaus Energia

¹⁹ Tep (tonelada equivalente de petróleo) – 1,0 MWh é igual a 0,29 tep, para uma central termelétrica com eficiência de 27,5%.

²⁰ PT – perda na transmissão; PST – perda na subtransmissão; CI – consumo interno; Sup CEAM – suprimento à empresa CEAM; PT Dist – perda técnica na distribuição; P Com – perda comercial

4.4 Breve Histórico da Empresa e a Evolução das Perdas Comerciais

A cidade de Manaus sempre foi atendida com energia elétrica de forma verticalizada pela empresa que detém a concessão de fornecimento. Assim foi com Companhia de Eletricidade de Manaus – CEM, até 30/12/1980. Posteriormente, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte assumiu todos os ativos da CEM, passando a gerir todo o processo. Em dezembro de 1997, em face do programa de privatização do setor elétrico nacional, foi criada a empresa Manaus Energia S/A, uma subsidiária integral da Eletronorte. A Manaus Energia S/A estava com sua privatização prevista para o mês de julho de 1998. Entretanto, devido ao grave racionamento de energia elétrica registrado no ano de 1997, foi adotada uma solução emergencial de contratação de Produtores Independentes de Energia – PIE's [Manaus Energia, 2002].

A diretoria da Manaus Energia S/A era a mesma da Eletronorte, até abril de 2000, quando foi eleita uma diretoria para gerir o negócio, em Manaus. A diretoria executiva tinha por finalidade preparar a empresa para a privatização. Novamente, tal fato não aconteceu.

As perdas de energia elétrica vêm apresentando, ao longo dos últimos 5 anos, comportamento sempre crescente. Ao analisar os gráficos das perdas da concessionária, pode-se observar o indicativo de que o comportamento das mesmas é uma reta de inclinação positiva, bastando para tanto definir uma curva de tendência, que pode ser gerada pelo aplicativo Excel.

A Manaus Energia, no período de 2000 e 2001, implantou em caráter experimental projeto piloto de medição em poste na área de influência da subestação Cachoeirinha, no sentido de bloquear a proliferação de fraudes / desvios, dificultando o acesso ao equipamento de medição. Esse projeto piloto foi realizado em parceria com CELPA – Centrais Elétricas do Pará, do Grupo Rede. Após 1 ano de acompanhamento, verificou-se que os dados apresentados não obtiveram os resultados esperados, não justificando, portanto, a sua implantação a todos os consumidores. Não obstante, entende-se que tal solução poderá ser aplicada nos casos de consumidores fraudadores reincidentes identificados, ou seja, como solução pontual.

Conforme Resolução 095/03 editada pela ANEEL, nos casos de instalação de medidores externos à unidade consumidora, o consumidor deixa de ser considerado como fiel depositário. Esta Resolução impossibilita a correlação da fraude / desvio com o usuário responsável pela unidade consumidora, cabendo à concessionária apenas a regularização sem a cobrança de montantes não registrados pelos equipamentos em questão. Também, a concessionária não poderá

associar culpabilidade civil ao responsável pela unidade consumidora através de registro do fato em qualquer delegacia policial, devendo arcar tanto com a perda da energia, não mensurada pelo equipamento, quanto pelo custeio de sua manutenção ou substituição.

4.5A Visão do Poder Concedente Quanto às Perdas Comerciais

Anualmente as empresas são fiscalizadas pelo órgão fiscalizador do Estado, que no caso das concessionárias de energia elétrica são a ANEEL e a ARSAM. O objetivo das fiscalizações, além de garantir a integridade física do patrimônio público, é averiguar se as empresas estão cumprindo sistematicamente as determinações e orientações do poder concedente.

Dentre os vários pontos de atenção, para as empresas comercializadoras destaca-se o índice das perdas comerciais, dado que afeta não só a empresa, mas também todos os seus consumidores.

Como as perdas comerciais da concessionária estão aumentando, como foi visto nos capítulos anteriores, tal situação já está afetando a todos os consumidores do país. Em todas as fiscalizações realizadas na Manaus Energia, a ANEEL tem registrado que as perdas comerciais estão deixando a situação da empresa muito complicada.

A metodologia adotada pela fiscalização para a área de distribuição segue os seguintes procedimentos:

- Vistoria das instalações, envolvendo sede da empresa e agência de atendimento comercial;
- Vistoria em subestações, redes de distribuição, centros de operação da distribuição e área de qualidade de energia elétrica;
- Exame de normas internas, livros, contratos, ordens de serviço, faturas de energia etc.;
- Conferência de rotinas, procedimentos, processos e memórias de cálculo;
- Entrevistas com funcionários e gerentes.

Exemplo disso é o Relatório de Fiscalização RF – Manaus Energia – 02/2002-SFE, da ANEEL, que focaliza na área comercial os seguintes problemas:

- A empresa possuía 12.213 unidades consumidoras que não dispunham de medição, sendo 7 do grupo A;
- A empresa não estava cumprindo dispositivos da Resolução 456/2000, referentes aos prazos de vencimento das faturas [inciso II do art. 86] e à suspensão do fornecimento [art. 91];
- A empresa apresentava não uniformidade nos procedimentos nos processos de recuperação de consumo por fraude, no que dizia respeito aos cálculos;
- A empresa não estava cumprindo o disposto no art. 72 [em especial no inciso IV] e no art. 122, que versam sobre os procedimentos a serem adotados em caso de constatação de qualquer irregularidade e tratamento isonômico para todos os consumidores;
- Com relação à leitura e faturamento, a fiscalização identificou que a concessionária estava adotando, tanto para o grupo A como para o grupo B, valores fixos para unidades consumidoras que ultrapassem 90 dias sem unidade de medição, desrespeitando o art. 48 da resolução;
- A fiscalização identificou problemas de procedimentos na classificação e faturamento de unidades consumidoras da subclasse baixa renda, não atendendo ao art. 1º da Lei nº 10.438/2002 e arts. 1º e 2º da resolução 485/2002.

Esses momentos da fiscalização, se bem aproveitados, são muito ricos e podem facilitar, e muito, a gestão das empresas, principalmente no que diz respeito aos procedimentos comerciais adotados pelas concessionárias. Pode-se observar, pelos itens verificados pela fiscalização da ANEEL, várias possibilidades de melhoria a serem implementadas na empresa Manaus Energia, mostrando um certo descompasso dos seus procedimentos com as determinações legais, o que logicamente devem ser corrigidos, sob pena de punição por parte do Poder Concedente.

4.6 O Reflexo das Perdas na Disponibilidade dos Recursos

O impacto das perdas comerciais na saúde financeira da concessionária Manaus Energia é particularmente desastroso, em face dos percentuais apresentados, tornando-a incapaz de fazer frente às suas despesas operativas, o que requer um constante ingresso de recursos adicionais para os projetos de expansão e de manutenção de rede, e totalmente incapazes de autofinanciar-se.

Como foi visto nos capítulos anteriores, não só a Manaus Energia possui esse problema, mas quase todas as empresas do setor elétrico nacional, umas mais outras menos.

As perdas comerciais, portanto, se caracterizam como um sério problema a ser equacionado pelas empresas do setor elétrico, principalmente nas empresas da região Amazônica, cujos percentuais são drasticamente influenciados pelas características socioeconômicas da região e pelo elevado nível de consumo *per capita*.

A energia comercializada nos sistemas isolados da Região Norte do país é subsidiada em torno de 80% pela Conta de Combustível a Compensar [CCC], da qual todas as empresas do setor participam. Com a privatização do setor, existe uma grande indisposição dos novos agentes privados em aceitar os elevados índices de perdas comerciais das empresas da Região Norte, em face da elevação do volume de óleo combustível associado bem como da questão do desperdício de recursos a fundo perdido, sem perspectivas de alteração do quadro apresentado.

Por outro lado, os acionistas das empresas também não aceitam tamanho rombo nas finanças das empresas, com milhões de reais desperdiçados todos os meses.

Toda empresa deve buscar, de forma contínua e incessante, o seu equilíbrio econômico-financeiro. No caso das empresas públicas do setor elétrico, o agente regulador exige que as empresas estejam sempre com suas contas equilibradas e saudáveis, dado que a prestação do serviço não pode degradar, pelo contrário, as mesmas devem apresentar indicadores de performance sempre progressivos, bem como resultados econômicos que conduzam as mesmas ao equilíbrio.

Como então atender às exigências do poder regulador, aos interesses dos acionistas e das empresas do setor elétrico nacional, quando os números realizados mensalmente só depõem contra as empresas?

Toda empresa deve ser considerada como um ser vivo, que necessita de recursos para a sua perenização. Cabe à administração, portanto, gerir o negócio de forma a garantir que o fluxo

de caixa da empresa seja compatível com o desejado pelos acionistas e com a qualidade do serviço prestado, requerido pelos demais componentes da sociedade.

A Manaus Energia apresenta, em média, uma perda comercial da ordem de 1.100.000 MWh [$3,9 \times 10^9$ MJ] ao ano [Manaus Energia, 2002]. Em valores monetários, isso equivale a R\$ 172.502.000,00²¹. No anexo 3 [balanço do exercício 2002], pode-se observar que esse valor é superior ao prejuízo realizado em 2002, que foi em torno de R\$ 151.000.000,00. Ou seja, a empresa poderia, caso adotasse medidas saneadoras das perdas, apresentar números mais confortáveis.

4.7 As Perdas Comerciais em Outras Empresas do Setor Elétrico Nacional

As empresas do Sul, Sudeste e do Centro-Sul do país, como a CEMIG e outras, apresentam índices de perdas comerciais mais baixos. Mesmo com valores não significativos, que possam gerar desconforto para as administrações, as empresas desenvolvem intensas campanhas de recuperação de receitas através de regularizações de invasões, favelas e outras formas de ligações clandestinas, bem como na inspeção de fraudes provenientes de manipulação dos equipamentos de medição ou de desvios no fornecimento. A CEEE estima que as perdas comerciais geradas por fraude ou problemas de medição são de aproximadamente 3% e a Companhia Energética de Alagoas, CEAL, outra empresa federalizada, apresenta perdas da ordem de 25% [dado de agosto/02].

A tabela 4.4 apresenta os índices de perdas de algumas concessionárias das demais regiões do país, onde se pode observar que os valores registrados, na maioria dos casos, são melhores que os dados das empresas da Região Norte.

²¹ Tarifa média de distribuição igual a R\$ 156,82 / MWh.

Tabela 4.4 – Índices de perdas de outras empresas concessionárias

EMPRESA	PERDA NA DISTRIBUIÇÃO. (%)	PERDA TÉCNICA (%)	PERDA COMERCIAL (%)
CELG	13,03	7,44	5,59
CELPE	16,40	8,18	8,22
CEMAT	24,86	13,01	11,85
CEMIG	9,81	7,63	2,18
CESP	5,01	3,58	1,43
COELBA	17,22	7,78	9,44
COPEL	5,67	5,58	0,09
CPFL	5,79	5,19	0,60
ELETROPAUL O	8,72	5,11	3,61
ESCELSA	12,43	9,83	2,60
LIGHT	18,99	5,30	13,69

Fonte: ABRADDEE, 1998

4.8 Gestão Comercial

Outro fato que salta aos olhos é a questão da gestão comercial. A análise dos registros dessas empresas, fruto de auditorias, revela a existência de unidades consumidoras fora do cadastro ou sem medição, a prática da auto-religação, elevado número de unidades faturadas pelo mínimo da classe [sem leitura ou sem medição], ações fraudulentas nos equipamentos de medição, erros de constante de medidores, descontrole de consumo próprio e interno, elevado índice de faturamento pela média, erros grosseiros de leitura etc.

Algumas destas ações são passíveis de punição extra à concessionária pelo órgão regulador regional [ARSAM – Amazonas] ou nacional [ANEEL], pois os contratos de concessão exigem que a prestação dos serviços com um nível de qualidade preestabelecido e o não atendimento implica penalidades às concessionárias que podem se reverter em multas dirigidas ao Setor Elétrico [ANEEL] ou ao consumidor, no caso de atendimento comercial individual.

Isso tudo pode se configurar em mais uma vertente da perda de recursos decorrente dos casos de reclamações dos consumidores ou da fiscalização do órgão regulador.

4.9 O Custo Brasil das Perdas Comerciais

Conforme Méffe [2.001], dados referentes ao ano 2000, a perda de energia representava 58 milhões de MWh [$2,1 \times 10^{11}$ MJ]. Deve-se separar a perda comercial provocada por consumidores clandestinos da perda comercial proporcionada por fraude/desvio. A partir de dados estatísticos [IBGE, 2001], estima-se que o número de ligações clandestinas, no Brasil, em face da dívida social, seja da ordem de 1.930 mil domicílios. Considerando um consumo médio de 172 kWh [619,2 MJ] por domicílio clandestino, chega-se à conclusão de que as perdas comerciais, para esse segmento, são da ordem de 4 milhões de MWh [$1,4 \times 10^{10}$ MJ]. Os 54 milhões de MWh [$1,9 \times 10^{11}$ MJ] restantes representam 16% do que é gerado nas usinas, transmitido nas linhas e distribuído até chegar na tomada do consumidor final.

Se o Brasil atingisse um índice de perdas de 6%, considerado como padrão internacional [Eletrobrás, 2002], o sistema elétrico teria um acréscimo de disponibilidade de energia elétrica de 33 milhões de MWh [$1,2 \times 10^{11}$ MJ], equivalente ao que produz, durante um ano, uma usina hidrelétrica de 6.500 MW de potência instalada, ou mais da metade da Usina de Itaipu.

Este acréscimo na disponibilidade poderia ser obtido sem a construção de novas usinas, sem inundação de novas áreas e sem deslocamento das populações que vivem às margens dos rios que são afetados pela construção das usinas hidrelétricas. Os custos necessários para promover a redução das perdas [melhor isolamento nas linhas, substituição de equipamentos antigos ou defeituosos etc.] são muito menores do que os investimentos para a construção de novas usinas.

Segundo Ramalho [2002], uma das maiores preocupações das concessionárias em relação às regularizações de fornecimento, está associada à sua consolidação. Este tipo de ação das concessionárias deve prover não só a questão técnica do sistema elétrico ou da unidade consumidora. É fundamental que se associe à questão social de suporte às novas unidades regularizadas, de forma a evitar que o clandestino venha a se tornar um inadimplente, mudando apenas a forma de se registrar a perda comercial.

4.10 O Custo da Energia como Fator de Perda Comercial

O custo da energia além de ser um fator fundamental na questão da inadimplência, também é fator fundamental das ligações clandestinas, ou seja, das perdas comerciais. A cidade

de Manaus apresenta um dos maiores consumos de energia elétrica, *per capita*, do país, o que eleva bastante o valor das contas de energia. A tabela 4.5 apresenta os valores médios das tarifas por classe de consumo praticadas no ano de 2003.

Tabela 4.5 – Tarifas Médias por Classe de Consumo Regional e Brasil (R\$/MWh) – 01/ 2003

Classe de Consumo	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro – Oeste	Brasil
Residencial	198,17	173,99	241,26	231,82	207,70	223,30
Industrial	65,79	86,55	107,29	122,27	108,90	100,94
Comercial	182,82	167,35	206,01	207,58	187,31	197,34
Rural	134,90	104,20	135,10	110,99	134,94	121,19
Poder Público	197,03	176,58	202,45	220,30	192,52	195,53
Iluminação Pública	118,16	105,56	126,47	123,46	112,22	119,35
Serviço Público	108,86	99,66	111,19	130,83	105,52	109,60
Consumo Próprio	191,35	174,23	94,13	78,58	202,47	99,18
Tarifa Média Total	131,33	167,00	168,33	117,41	166,72	157,41

Fonte: Elaboração própria a partir de dados obtidos junto à ANEEL

A Tabela 4.6 apresenta a variação percentual dos valores médios, do preço do MWh, praticados nas 5 (cinco) regiões e no Brasil, de 1995 a 2003.

Tabela 4.6 – Variação % das Tarifas Médias por Classe de Consumo de 1995 a 2003

Classe de Consumo	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro - Oeste	Brasil
Residencial	164,18	186,38	229,79	213,18	192,98	213,79
Industrial	164,20	110,89	172,42	128,38	152,38	156,62
Comercial	106,91	129,16	158,50	130,40	145,12	146,14
Rural	114,15	118,41	170,46	134,98	144,71	145,81
Poder Público	141,54	138,61	167,41	133,58	162,54	154,36
Iluminação Pública	125,30	126,06	173,49	140,91	141,89	152,76
Serviço Público	141,53	117,28	151,95	139,55	141,47	143,07
Consumo Próprio	216,87	156,28	56,64	69,06	175,49	77,78
Tarifa Média Total	211,04	135,52	199,87	155,79	162,69	180,55

Fonte: Elaboração própria a partir de dados obtidos junto à ANEEL

Como se pode observar, tanto os valores médios praticados quanto à variação percentual das tarifas, na Região Norte, ao longo dos anos, são os menores. Portanto, não se pode

caracterizar essa variável como a causa de ações, por parte do consumidor, que visem pagar menos pelo serviço prestado através de fraude dos registros ou de furto de energia.

O custo médio da energia é menor que nas demais regiões brasileiras. Sendo assim, por que as perdas comerciais das empresas nas demais regiões são bem comportadas? Que motivos levam os consumidores da Manaus Energia possuírem um dos maiores índices unitários de consumo de energia elétrica do Brasil? As demais empresas possuem práticas mais efetivas de controle e fiscalização? Não seria o fator cultural do desperdício, atuando fortemente? Associado ao desperdício, estaria o fato de o “nortista” entender que não se deve pagar pelos serviços públicos? Não prioriza tais dívidas? Não vislumbra conseqüências para esta decisão?

Não se pode deixar de observar as características climáticas da região. É comum às pessoas da região considerarem que o custo da energia é o mais elevado do país, em face do “elevado” valor de suas faturas mensais. Essas pessoas não levam em consideração as características geográficas da região e as suas características climáticas, que requerem maior montante de energia para conforto térmico ou para integração social, rádio, televisão etc.

Na Região Amazônica a velocidade dos ventos é muito baixa [entre 24 e 28 km/h - Eletronorte, 1997] e a umidade relativa do ar muito alta ao longo do ano [98% em fevereiro e 96% em novembro - Eletronorte, 1997], o que proporciona a sensação de desconforto térmico a todo instante, principalmente em ambientes fechados, necessitando do uso constante de aparelhos de refrigeração. É nesse contexto que se verifica e se explica o elevado consumo *per capita* de energia elétrica da cidade de Manaus.

Um outro fator que também se pode apontar é a elevação do poder aquisitivo da população com o advento da Zona Franca de Manaus, dando acesso mais fácil à aquisição de bens consumidores de energia elétrica [televisores, geladeiras, máquinas de lavar etc.].

4.11 A Resolução 456/00 da ANEEL e as Perdas Comerciais

A Resolução 456/00, da ANEEL, de 29 de novembro de 2000, que dispõe sobre Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica, define como devem ser as relações comerciais entre as concessionárias e as unidades consumidoras. Essa resolução, que veio substituir a Portaria 466/97 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, está fundamentada na lei 8.987/95, que normaliza as concessões públicas.

A Resolução 456/00, também tem com fundamento o Código de Defesa do Consumidor, buscando estabelecer as condições de equilíbrio entre o concessionário e seus clientes. Tal postura deve-se ao conceito de hiposuficiência, que o código entende ter o consumidor perante os seus fornecedores.

Para atender ao Código de Defesa do Consumidor, a Resolução 456/00 obriga o concessionário do serviço público de eletricidade a possuir uma boa estrutura, não só de recursos humanos, mas também de logística e de sistema de informação que atenda a todos os requisitos da legislação, para promover o equilíbrio das relações comerciais, considerando as peculiaridades de cada concessionária / região.

As perdas comerciais de energia elétrica estão diretamente relacionadas com o perfil de consumo do produto e com a capacidade financeira das pessoas em honrar seus compromissos contraídos. É histórico, e de conhecimento geral, os problemas que os países latino-americanos têm em honrar suas dívidas externas, por total incapacidade de gerar poupança. Diferentemente dos países bem sucedidos, o normal é não pagar, não respeitar as leis e os costumes de burlar, subtrair, enganar, etc., ao invés renunciar hoje para viver melhor amanhã.

A cidade de Manaus possui uma população de 1.527.314 habitantes [IBGE, 2000], com um consumo médio mensal de 225 kWh [810 MJ] por habitante [Manaus Energia, 2002], caracterizando-se como um dos mais elevados índices do país. Este perfil de consumo é muito elevado para o poder aquisitivo da população da cidade. Neste perfil de consumo, existe uma participação muito acentuada da cultura do desperdício, associada ao baixo nível de escolaridade da população. Como as pessoas não possuem renda para manter seu *status quo*, elas buscam abrigo no ilícito para garantir o seu conforto. Tal estado de coisas não é diferente em outras cidades da região ou do país. No caso das cidades da Região Norte, a situação é mais acentuada, devido ao elevado consumo *per capita*, decorrente das condições de temperatura ambiente e do requerido conforto térmico.

O artigo 72 da resolução 456/00 orienta sobre os procedimentos a serem adotados por parte da concessionária no sentido de buscar recuperar receita em face da ocorrência de irregularidades na medição. Adicionalmente, o artigo 90 da citada resolução diz que a concessionária poderá suspender o fornecimento, de imediato, quando verificar a ocorrência de procedimentos irregulares por parte do consumidor.

Entretanto, a materialização do crime não se concretiza mesmo que o consumidor assine o Termo de Ocorrência de Irregularidade. É necessária a prova criminal, sendo que os consumidores são orientados por advogados a dizerem que foram coagidos a assinarem e que não conhecem nada de eletricidade, ficando o dito pelo não dito. Além do mais, quando permitido, pelo consumidor, o acesso ao equipamento de medição, localizado no interior do imóvel [o normal é impedir], normalmente a carga levantada não é reconhecida pelo cliente, alegando que a maioria dos aparelhos não funciona, sendo, portanto, ilegítima. Hoje em dia, não existe mais a aceitação pura e simples dos dados apresentados pelo concessionário dos valores subtraídos, faz-se necessário inclusive descrever qual a carga, por fase, efetivamente desviada para fins de comprovação em juízo.

Como determinar a carga desviada se o consumidor impede os prepostos da empresa de entrar em sua residência? Em muitos casos, os consumidores estão acusando os prepostos de extorsão ou de responsabilidade por danos aos equipamentos eletrodomésticos. A solução da questão é viável, porém requer que os concessionários despendam mais recursos para o suporte e montagem dos processos que, nem sempre, são concretizados, ampliando, assim, as perdas comerciais.

Quanto à suspensão de fornecimento, definida no artigo 90 da resolução 456/00, o Código de Defesa do Consumidor, em seu artigo 22, define que os serviços essenciais devem ser contínuos, não cabendo a suspensão de fornecimento, devendo a concessionária, segundo entendimento de alguns juízes, materializar a questão e acionar os responsáveis pela irregularidade, em esfera adequada. Tal postura vigiu em vários fóruns sendo, atualmente, consolidada sua inadequação, uma vez que incentivava a ação ilegal, por parte daqueles que usam de artifícios menores para se beneficiarem, em detrimento do bem-estar das demais pessoas usuárias dos serviços públicos. Agindo assim, tais juízes deixavam de lado a Lei 8.987/95, que possui o mesmo nível hierárquico do CDC²². Ainda sobre esta questão, foi evidenciado que serviço contínuo não significa que o mesmo não possa ser interrompido, quer por inadimplência quer por contingências do sistema elétrico, o que se requer é que o mesmo tenha um índice satisfatório e adequado de disponibilidade aos usuários do mesmo.

²² CDC – Código de Defesa do Consumidor

Outro ponto importante de ser observado é o parágrafo 3º do artigo 70 em conjunto com os incisos I, II e III do artigo 48, da dita resolução, que determinam valores mínimos de energia a ser faturada, caso não haja equipamento de medição instalado na unidade consumidora. Sabedores disso, elementos inescrupulosos estão orientando os consumidores a não providenciarem a devida adequação de suas instalações elétricas ficando taxadas pela carga por um período de 90 dias; após tal prazo, o faturamento automaticamente cai para os valores mínimos. O procedimento a ser adotado pelo concessionário seria suspender o fornecimento, por não atendimento às normas técnicas. Porém, o Código de Defesa do Consumidor impede a suspensão do fornecimento, haja vista ser um serviço essencial. O exemplo dado refere-se não a novas ligações, mas a uma alteração no número de fase ou problemas de deteriorização da caixa do medidor, quando o equipamento de medição é retirado, a pedido do cliente, ficando a unidade consumidora taxada pela carga, por 90 dias. Talvez seja um problema de procedimento da concessionária que não ataca a questão em sua plenitude.

4.12 Influência do Poder Judiciário e dos Órgãos de Defesa do Consumidor

Em função de uma suposta hiposuficiência do consumidor perante o concessionário, centenas de casos estão sendo deferidos a favor dos consumidores, que estão, de forma clara e sem a menor desfaçatez, cometendo crime previsto no artigo 155 do Código Penal Brasileiro. O anexo 5 mostra o que foi abordado.

Tudo porque, para que o judiciário dê ganho de causa à concessionária, faz-se necessário que os processos de constatação de fraude ou desvio sejam produzidos por perícia técnica imparcial, isto é, por profissional legalmente habilitado e que não pertença ao quadro de pessoal da empresa. Como não há empresa na região, com equipamento de aferição compatível com o exigível pelas normas do INMETRO, a questão da comprovação de fraude nos equipamentos de medição fica prejudicada.

Com relação ao furto de energia provocado por desvio, dado o volume de casos existentes, o aparelho do Estado não possui quantitativo adequado para realizar as perícias técnicas necessárias, a fim de instrumentalizar os processos conforme o desejo do Poder Judiciário.

A tecnologia de medidores é totalmente dominada e muitos são os fabricantes no território nacional. Todos os equipamentos utilizados pelos concessionários sofrem testes e ensaios em

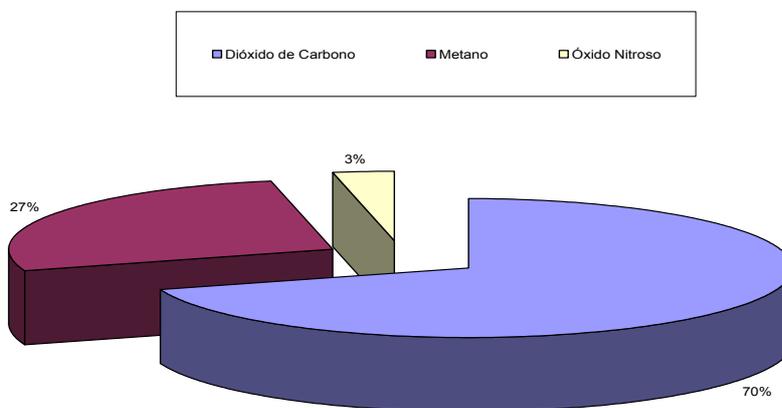
fábrica e são homologados pelo INMETRO, ou por laboratório acreditado. Isto quer dizer que, dificilmente, um medidor de energia registrará valores além do consumo real, haja vista que o medidor eletromecânico é um motor de indução, que tem sua rotação proporcional à corrente elétrica demandada. Em face do estado de total incapacidade de gerar receitas que viabilizem os programas de expansão, as empresas fatalmente, como hoje já se apresentam, ficarão anêmicas e sem condições de atenderem os seus mercados com regularidade, generalidade, continuidade, eficiência e segurança.

4.13 As Perdas e as Questões Ambientais

O problema de maior importância causado pelo uso da energia é o efeito estufa, que pode ser definido como o acréscimo constante da temperatura média da Terra, em consequência do aumento da concentração atmosférica de alguns gases, tais como gás carbônico [CO₂], os clorocarbonos [CFC_s], o metano [CH₄], o óxido nitroso [N₂O] etc. [Conservação de Energia, 2001].

O gráfico 4.6 mostra as contribuições relativas dos diferentes gases estufas ao aquecimento global, onde se destacam o dióxido de carbono e o metano.

Gráfico 4.6 - Contribuições relativas dos diferentes GEE ao aquecimento global



Fonte: Afonso, 2001

Para suprir a energia decorrente das perdas comerciais, as empresas necessitam comprar mais energia primária, o que, no caso da geração térmica na Amazônia, significa a aquisição e

queima de combustíveis fósseis, com adicional impacto ambiental decorrente, objetivando atender o mercado consumidor.

No caso da Manaus Energia, o consumo adicional de derivados de petróleo, considerando que as unidades geradoras possuam um consumo específico de 270 l/MWh²³ gerado e que a perda comercial mensal seja da ordem de 110.000 MWh [$3,9 \times 10^8$ MJ], tem-se um consumo adicional mensal de 27.000.000 de litros, ou 135.000 barris de óleo diesel. O anexo 4 mostra o balanço de massa para controle de combustão de uma turbina LM 6000 de 35 MW

Os principais impactos da geração de energia elétrica, a partir de derivados de petróleo, decorrem da emissão de poluentes na atmosfera, principalmente os gases poluentes.

Os mais problemáticos são o SO_x, dióxido de carbono [CO₂], hidrocarbonetos e o óxido nitroso N₂O. Parte das mudanças climáticas verificadas nas últimas décadas, entre elas o aumento da temperatura média do planeta, tem sido atribuída ao aumento da concentração desses gases na atmosfera. Grande porção dessas emissões decorre da queima de combustíveis fósseis [petróleo, carvão e gás natural] para a geração de energia elétrica.

Uma das possíveis conseqüências do aquecimento global do planeta é o derretimento de grandes geleiras [notadamente na Antártida] e, por conseguinte, a elevação do nível do mar e o alagamento de áreas costeiras e insulares, atingindo grandes contingentes de pessoas e animais silvestres e alterando a biodiversidade dessas regiões, além das questões da chuva ácida e das demais problemas ambientais.

Entre outros poluentes atmosféricos, decorrentes da queima de derivados de petróleo, principalmente em plantas termelétricas, destacam-se o dióxido de enxofre [SO₂] e o chamado material particulado, constituído de pós e cinzas em suspensão nos gases emitidos durante a queima de combustíveis fósseis. Além de alterações na biodiversidade local, esses poluentes provocam diversos males à saúde humana, como distúrbios respiratórios, alergias, lesões degenerativas no sistema nervoso e em órgãos vitais, câncer etc. [Kompac, 2001]. Esses distúrbios tendem a se agravar no inverno, quando inversões térmicas provocam o aprisionamento do ar quente e dificultam a dispersão dos poluentes.

O termo chuva ácida tem sido usado em larga escala pela mídia em substituição ao termo deposição atmosférica, este sim mais abrangente porque pode ser na forma de chuva, neve ou materiais sólidos ou gasosos.

²³ 270 l/MWh – Consumo específico de uma unidade LM 6000, fabricação GE

A chuva ácida, hoje, não é só um problema dos países industrializados, mas já se apresenta também nos em desenvolvimento, figurando como os principais atores a China, a Índia e o Brasil. Para MARKHAM [1994] a chuva ácida é o problema de maior importância, depois da poluição do ar.

No Brasil algumas regiões já apresentam sintomas iniciais do problema, tendo como caso típico a cidade de Cubatão – SP [Conservação de Energia, 2001].

Na América do Sul, chuvas com pH de 4,7 têm sido registradas em regiões consideradas remotas. Estudos relacionados com a química da precipitação na Floresta Amazônica têm demonstrado que os valores de pH da chuva na região estão próximos daqueles observados em cidades como Rio de Janeiro e São Paulo [Conservação de Energia, 2001].

Na Amazônia, o problema se agrava na medida em que as correntes de vento são de baixa velocidade, não permitindo o deslocamento dos poluentes ali gerados. Dessa forma, o solo que já é pobre por questões da própria natureza, torna-se mais ácido e pobre, inviabilizando o desenvolvimento da agricultura.

No anexo 4, é apresentado um balanço de massa realizado em uma unidade geradora tipo LM 6000, de fabricação GE²⁴, cuja potência é de 35 MW. A análise dos dados está no fim da tabela.

4.14 O Mercado Negro das Perdas Comerciais

Por tudo o que foi avaliado, é perfeitamente compreensível que as perdas comerciais das empresas do setor de energia elétrica da Região Norte do país, sejam elevadas, chegando ao absurdo de registrarem valores pontuais superiores a 50% [cinquenta por cento].

Entretanto, não se podem fechar os olhos para uma questão fundamental que é a sedução de um mercado bastante atrativo para aqueles que preferem conviver em ambiente marginal, ou seja, explorar atividades ilícitas.

As perdas comerciais da Manaus Energia giram em torno de 100.000 MWh/mês [dado dezembro de 2002], correspondendo a uma receita de R\$ 15.678.000,00, em face do valor médio da tarifa da região, que é de R\$ 156,78 / MWh [Manaus Energia, 2002]. Portanto, um número muito atrativo e cobiçado, principalmente em momentos de crise e de elevado desemprego.

²⁴ GE – General Electric

Não se pode “cobrir o sol com a peneira”. Nenhuma ação contrária aos interesses empresariais do setor teria vida longa, se não houvesse participação de pessoas da corporação, encobrindo tais delitos. É claro que há uma participação efetiva de alguns elementos, que praticam atos totalmente contrários aos interesses corporativos e empresariais, contribuindo para a evolução dos problemas internos e externos à empresa. A seguir alguns dos problemas mais comuns na empresa, que facilitam a ação dos agentes das fraudes:

- Procedimentos comerciais equivocados, inviabilizando uma gestão adequada do consumo de cada unidade consumidora;
- Cadastro do sistema comercial desatualizado e incompleto;
- Gestão inadequada de selos;
- Gestão inadequada de medidores;
- Gestão inadequada do consumo de energia das unidades consumidoras fraudulentas;
- Procedimentos errados durante as inspeções técnicas nas unidades consumidoras;
- Montagem de processos de fraude e desvios sem qualquer consistência jurídica;
- Equipes próprias e de terceiros praticando fraudes e desvios;
- Equipes de leituras de medidores, para fins de faturamento, praticando atos lesivos ao faturamento;
- Atendentes realizando retificação de faturas, de forma errada, sem a devida supervisão;

4.15 A Terceirização e as Perdas Comerciais

Historicamente, os serviços comerciais de combate às perdas comerciais e outras atividades, como por exemplo, de leitura e entrega de contas de consumo, eram realizados por empregados das concessionárias.

Nos tempos atuais, com a movimentação na direção da terceirização, por parte das empresas concessionárias de energia elétrica, verificou-se paulatinamente um certo distanciamento das empresas dos seus clientes, haja vista que novos atores passaram a assumir a relação empresa-cliente. A terceirização passou a fazer parte do dia-a-dia das empresas.

Ao terceirizar determinados tipos de serviços, as empresas, de certa forma equivocada, buscavam o aumento da eficiência, dado que determinados custos seriam transferidos para os

parceiros. O grande equívoco, entretanto, foi relegar à pessoas com baixa qualificação a imagem das empresas, tornando a relação cliente-empresa muito atritada.

Uma característica marcante das atividades das empresas terceirizadas é que, historicamente, não resistem a uma avaliação mais detalhada das condições operacionais na prestação dos serviços contratados, sob as óticas trabalhistas e sociais de seu quadro próprio ou de cumprimento da regulação do setor elétrico ou dos aspectos da legislação comercial do seu funcionamento como empresa [Ito, 2003].

É comum as empresas contratadas apresentarem as seguintes irregularidades:

- Dívidas de ISS, FGTS, IRPF e INSS;
- Capital social insuficiente frente ao valor do contrato;
- Empregados trabalhando sem registro em carteira;
- Ausência de exames admissionais de empregados e de atestados de idoneidade e antecedentes criminais;
- Quadro de pessoal aquém das necessidades;
- Baixo nível de escolaridade dos empregados;
- Ausência de técnicos de segurança do trabalho;
- Co-responsabilidade da contratante, nas ações judiciais impetradas contra a contratada, etc.

Não se pode conceber a terceirização de atividades básicas e fundamentais de combate às perdas comerciais. As atividades de inspeção em equipamentos de medição, ramais de entrada e qualquer outra atividade referente à medição de energia para fins de faturamento, devem obrigatoriamente ser realizadas por técnicos pertencentes ao quadro próprio das empresas. Esse pessoal deve ser capacitado continuamente e, principalmente, trabalhar em regime de rodízio, a fim de evitar a sedução da corrupção.

O processo de leitura de medidores, para fins de faturamento, realizada por terceiros, pode ser um agravante do processo, caso não haja controle e fiscalização pela concessionária. Diversas empresas do setor, atraídas pelos baixos custos da mão-de-obra terceirizada, em pouco tempo regrediram em suas decisões, principalmente porque o processo de leitura e faturamento traz conotações diretas ao resultado econômico da instituição bem como porque os agentes terceirizados tornem-se seus prepostos podendo ferir de morte a imagem da empresa. Os

profissionais que realizam tais atividades devem, preferencialmente, ser do quadro próprio das empresas, muito bem treinados e com remuneração compatível com função.

As atividades de corte e religação têm se mostrado inócuas, haja vista apenas 10% [Manaus Energia, 2002] dos cortes realizados pelas equipes de terceiros que prestam serviço para Manaus Energia lograrem êxito.

Qual o motivo da baixíssima efetividade do corte? As unidades consumidoras estão realmente sendo penalizadas ou está havendo um mercado paralelo? O que se pode entender é que a terceirização para esse tipo de atividade não deve ser implementada sem que haja uma seleção adequada dos funcionários, em que deve ser realizada prova de avaliação dos conhecimentos técnicos específicos de sistemas de medição de energia, análise psicológica e testes práticos.

Uma outra avaliação que se pode fazer é que as equipes devem ser continuamente capacitadas para o efetivo exercício da atividade, principalmente cursos de relações humanas, coisa muito difícil de ser implementada em equipes terceirizadas, dado o elevado índice de rotatividade de pessoal. Fica caracterizado que essas atividades, pelo elevado grau de interesse empresarial e pelos baixíssimos índices apresentados, devem ser realizadas por pessoal próprio, bem treinado e capacitado para o exercício da função.

A terceirização de serviços fundamentais [leitura, inspeção, corte e religação] ao combate às perdas comerciais, deve ser evitada, uma vez que o seu desempenho tem-se mostrado sofrível, tanto para as concessionárias como para os clientes, que se sentem constrangidos.

A terceirização dos serviços, ao invés de desonerar o caixa da empresa, aplicada a áreas relevantes ao sucesso empresarial como as citadas, acaba por impor uma perda irreversível além de deteriorar a imagem empresarial. É como se um banco ou um supermercado terceirizasse as atividades dos caixas a capitalização e controle da receita seriam um desastre.

Capítulo 5

5.1 Proposta de uma Metodologia para Avaliação das Perdas Comerciais

Nos capítulos anteriores, procurou-se mostrar os métodos de cálculo das perdas comerciais e identificar suas causas, onde se pôde observar a fragilidade das metodologias, em face da elevada dependência de outras variáveis. Além disso, essas variáveis deveriam ser aferidas periodicamente, fato que não se registra nas concessionárias.

O grande problema da identificação e localização dos agentes promotores das perdas comerciais está no nível de tecnologia associado ao processo. Como já visto no capítulo anterior, os valores das perdas comerciais em sistemas de distribuição de energia elétrica podem alcançar cifras estratosféricas e levar a organização a um verdadeiro estado de insolvência, caso não haja um combate sistematizado e eficaz.

O que se tem visto, na prática, na maioria das empresas avaliadas, é um baixo nível tecnológico associado ao processo de faturamento. Tais processos são extremamente vulneráveis a ações de pessoas que visam obter vantagens pessoais, contrariando os interesses corporativos.

Visando combater a ação da fraude ou desvios, faz-se necessária a implantação de um sistema de controle em tempo real do processo de venda de energia, a fim de minimizar as ações contrárias aos interesses das empresas.

Este capítulo apresentará a metodologia proposta neste trabalho para a determinação das perdas comerciais das concessionárias de energia elétrica. Diferentemente das metodologias

tradicionais, esta metodologia propõe a medição da energia drenada em cada posto transformador, a partir da implantação de um sistema de medição e controle da energia consumida por um transformador, possibilitando a sua comparação com a soma das energias faturadas em cada unidade consumidora.

Secundariamente, a metodologia, a ser apresentada no transcorrer deste capítulo, possibilitará o acompanhamento de algumas grandezas elétricas do posto transformador, assim como possibilitará o pleno atendimento aos requisitos de qualidade exigidos pelas resoluções 024/2000, 505/2001 e 075/2003 da ANEEL.

A metodologia, também, possibilitará o acompanhamento, em tempo real, do balanceamento das fases e carregamento do transformador, fato que reduzirá a queima de equipamentos, tanto do concessionário como dos consumidores. Será possível, opcionalmente, medir o nível de harmônicos que estão trafegando na rede, indicando a necessidade de implantação de medidas saneadoras do problema. Essas informações serão colhidas em cada posto transformador e transmitidas, por qualquer meio de comunicação, para a base de dados.

Tudo isso será possível, em virtude do elevadíssimo índice de perdas comerciais da empresa estudada, onde o custo de instalação de um sistema com essa amplitude de possibilidades pode ser recuperado num prazo inferior a 24 (vinte quatro) meses, conforme será demonstrado através de análise econômica do projeto.

5.2 Apresentação da Metodologia

5.2.1 O Balanço Energético

O balanço energético tem dois principais objetivos, conforme segue:

- a) determinar o valor das perdas técnicas, por segmento dos circuitos de distribuição;
- b) determinar e acompanhar as perdas não técnicas.

5.2.2 Metodologia Proposta para Apurar as Perdas Não Técnicas

5.2.2.1 Perdas na Rede Secundária

Os circuitos das redes secundárias e os equipamentos de medição de energia elétrica, para fins de faturamento, pelo nível de tensão de operação, estão mais suscetíveis às ações de fraude ou desvios. Some-se a isso a quantidade de unidades consumidoras dispersas pelas cidades, o que dificulta as ações de acompanhamento do consumo de energia de cada unidade consumidora.

Para resolver tal problema, a concessionária deverá agregar ao seu sistema de distribuição e comercialização de energia, um sistema informatizado que meça a energia demandada pelos seus transformadores de distribuição. **A medição de energia dos transformadores deverá ser realizada no secundário dos mesmos, excluindo com isso as perdas técnicas.** Essa energia deverá ser comparada com a soma das energias faturadas daquelas unidades consumidoras ligadas a um determinado posto transformador. As perdas comerciais seriam determinadas pela expressão abaixo.

$$P. \text{ Comerciais}_{(\text{trafo } i)} = E_{\text{trafo } i} - [\Sigma E_{\text{fat}} + E_{\text{p rede secundária}} + \Sigma(E_{\text{p ramais}}) + \Sigma(E_{\text{p medidores}})] \quad [5.1]$$

Onde:

$E_{\text{trafo } i}$ = energia demandada, em MWh, no transformador i e medida pelo sistema de medição;

E_{fat} = energia faturada, em MWh, pelo sistema comercial referente às unidades consumidoras ligadas ao trafo i ;

$E_{\text{p rede secundária}}$ = energia de perdas técnicas da rede, em MWh;

$E_{\text{p ramais}}$ = energia de perdas técnicas, em MWh, dos ramais das unidades consumidoras ligadas ao trafo i

$E_{\text{p medidores}}$ = energia de perdas técnicas, em MWh, dos medidores das unidades consumidoras ligadas ao trafo i

Observação: o equipamento de medição de energia a ser instalado no posto transformador deverá possuir memória de massa, com vista a alimentar o sistema supervisorio.

A soma das perdas comerciais dos transformadores de distribuição determina a perda comercial global nos circuitos de baixa tensão, conforme segue:

$$\text{Perdas Comerciais}_{(BT \text{ total})} = \Sigma \text{Perdas Comerciais}_{(\text{trafo } i)} \quad [5.2]$$

Com i variando de 1 a N .

5.2.2.2 Perdas na Rede Primária

As perdas comerciais oriundas do segmento rede primária podem ser aferidas pela seguinte expressão matemática:

$$\text{P. Comerciais UC}_{AT(\text{alimentador } j)} = E_{\text{alimentador } i} - [(\Sigma E_{\text{fat } AT} + \Sigma E_{\text{trafo } i}) + \text{P. Técnica}_{AT}] \quad [5.3]$$

Onde:

$E_{\text{alimentador } j}$ = energia demandada, em MWh, pelo alimentador j , medida pelo sistema de medição na saída do alimentador;

$E_{\text{fat } AT}$ = energia faturada, em MWh, nas unidades consumidoras de AT;

$E_{\text{trafo } i}$ = energia, em MWh, medida pelo sistema no transformador i , com i variando de 1 a N ;

P. Técnicas_{AT} = somas das perdas técnicas, em MWh, relacionadas ao circuito de AT, incluindo as perdas técnicas dos transformadores;

UC_{AT} = unidade consumidora de alta tensão.

$$\text{P. Comerciais}_{(AT \text{ total})} = \Sigma \text{P. Comerciais UC}_{AT(\text{alimentador } j)} \quad [5.4]$$

Com j variando de 1 a M .

5.3 Perdas Comerciais Totais

Determinado-se o valor das perdas comerciais nos circuitos da alta tensão e de baixa tensão, obtém-se a perda comercial total, adicionando-se essas duas parcelas, conforme segue:

$$\text{Perda Comercial Total} = \text{Perdas Comerciais}_{(\text{BT total})} + \text{P. Comerciais}_{(\text{AT total})} \quad [5.5]$$

5.4 Perda Comercial em Percentagem

Conforme se pôde verificar, a determinação das perdas comerciais até agora foi realizada em valores de energia, dada em MWh. A conversão para valores em porcentagem é muito simples, bastando apenas operar a seguinte expressão matemática:

$$\text{Perda Comercial Total (\%)} = (\text{P. Comercial [MWh]} / \text{Energia total [MWh]}) * 100 \quad [5.6]$$

Onde:

Energia total é a energia fornecida às barras do sistema de distribuição.

5.5 Vantagens da Metodologia

Essa metodologia tem como principal vantagem poder aferir as perdas mensalmente e não anualmente, como feito atualmente. Além disso, outra vantagem substancial é poder calcular as perdas comerciais por posto transformador e por circuito alimentador, o que facilitará sobremaneira os planos de combate, reduzindo custos e garantindo a eficiência.

Além das vantagens acima, que por si só justificam a implantação do sistema supervisivo, as empresas terão informações substanciais sobre seus postos transformadores, que lhes permitirão:

- Aferição das perdas técnicas;
- Aumento da confiabilidade operacional dos equipamentos;
- Aumento da disponibilidade operacional dos equipamentos;
- Acompanhamento do carregamento por fase dos transformadores;

- Redução do tempo médio de atendimento [TMA];
- Redução do índice de queima de transformadores por sobrecarga;
- Acompanhamento do nível de tensão dos circuitos secundários;
- Possibilidade da medição de correntes harmônicas;
- Informação em tempo real de desligamento de transformadores ou perda de fase;
- Determinação do DIC, FIC, DMIC etc.

5.6 Desvantagens da Metodologia

Toda e qualquer proposta apresenta-se com vantagens e desvantagens. A proposta aqui apresentada não está isenta de tal configuração. O tópico anterior mostrou-se muito otimista com relação aos resultados esperados com a implantação da metodologia apresentada.

Entretanto, não se pode esquecer de elencar as desvantagens e possíveis causas de fracasso no combate às perdas comerciais de energia elétrica, caso a proposta venha a ser utilizada.

Muitas propostas malograram, talvez porque não se levaram em consideração as contrações que porventura os fraudadores possam a vir tomar, visando continuar a subtrair energia elétrica da rede sem pagar pelo serviço na forma justa.

As principais desvantagens da proposta são:

- o seu elevado custo de implantação frente às soluções mais convencionais;
- o tempo de sua implantação;
- ausência de pessoal especializado na condução dos processos;
- a terceirização dos processos de combate à fraude.

Portanto, entende-se que a simples implantação da proposta aqui apresentada não garante o sucesso no combate às perdas comerciais de energia elétrica. Além da sua implantação, devem ser realizadas medidas complementares para neutralizar os pontos negativos e potencializar os pontos positivos.

5.7 Sistema Proposto

Os tópicos anteriores apresentaram uma alternativa de solução para a determinação das perdas comerciais, dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Além, da determinação das perdas comerciais, a proposta agrega outros benefícios, que visam supervisionar o sistema, em tempo real, e proporcionar às diversas áreas técnicas das concessionárias informações valiosas, que além de beneficiar as empresas em seus resultados financeiros, proporcionarão melhores serviços aos consumidores.

Uma melhor supervisão da energia que está sendo demandada nos postos transformadores, além da possibilidade da redução das perdas comerciais, pelo maior controle, benefícios adicionais, tanto para as concessionárias como para os clientes, serão atingidos, haja vista o acompanhamento em tempo real do que está acontecendo na rede.

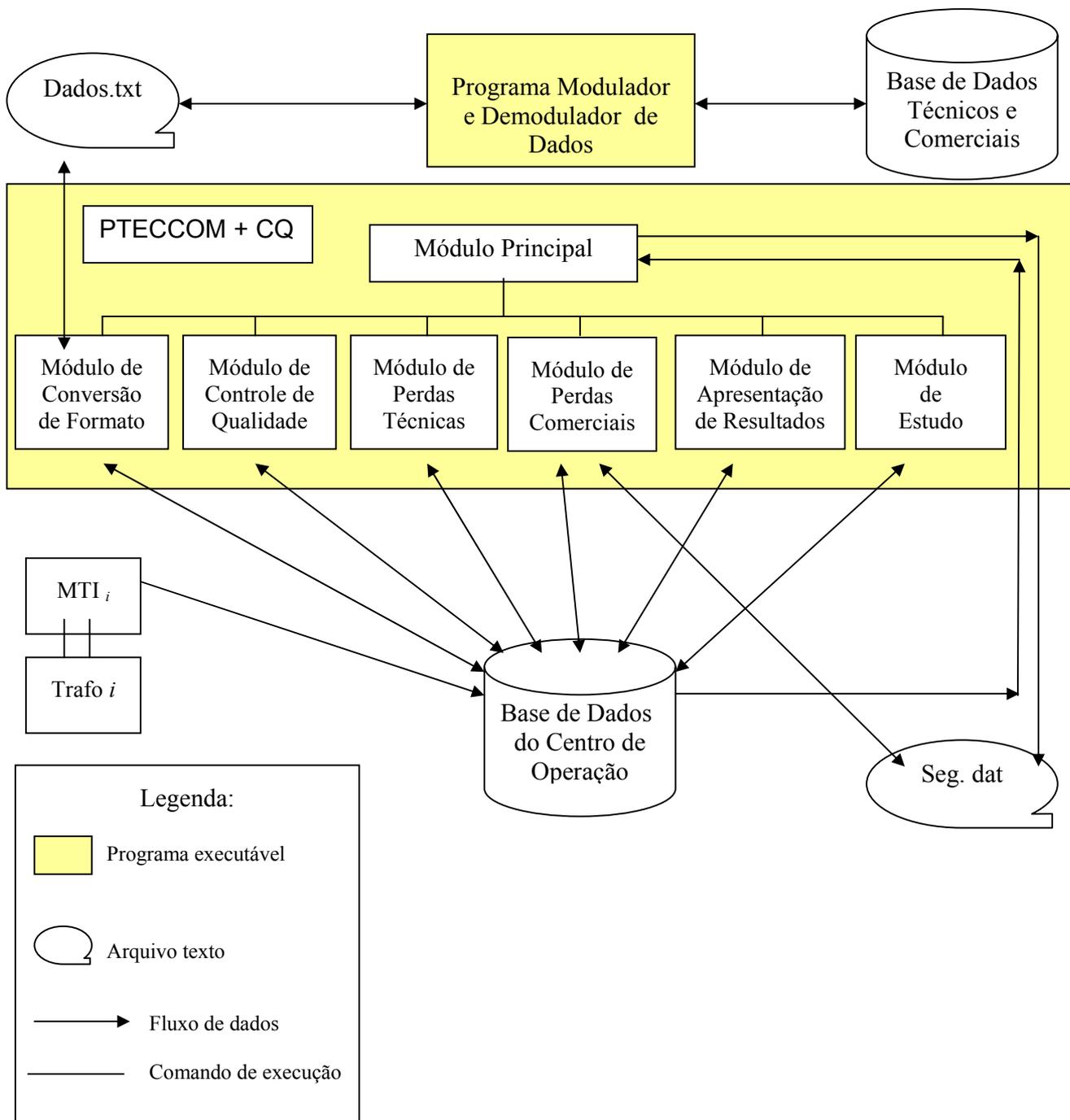
A fim de possibilitar o acompanhamento em tempo real do sistema de distribuição, foi idealizado um sistema computacional para tornar viável a aplicação da metodologia.

O sistema proposto requer acesso à base de dados do sistema comercial da empresa, com o objetivo de obter e processar as informações referentes ao consumo de energia das unidades consumidoras ligadas a um determinado posto transformador (consumidores da rede secundária).

Além do acesso à base de dados comercial da empresa, o sistema também acessará a base de dados técnicos a fim de possibilitar o uso das informações referentes às perdas técnicas dos circuitos e demais componentes da rede.

Como o sistema proposto agrega as perdas técnicas, as perdas comerciais mais o controle de qualidade do produto energia elétrica, ele recebeu a denominação de PTECCOM +CQ, como pode ser visto na figura 5.1 na página seguinte.

Figura 5.1 Arquitetura do sistema proposto²⁵



²⁵ Adaptado de Méffe

5.8 Arquitetura do Sistema

O sistema proposto, PTECCOM + CQ, é constituído de 7 módulos, e está mostrado na figura 5.1. Conforme se pode ver, cada um dos 7 módulos possui função bem específica.

O módulo Modulador e Demodulador de dados adquire as informações disponíveis nas bases de dados corporativos e grava um arquivo texto contendo informações técnicas da base de dados técnicos, referentes aos circuitos, como segue:

- Transformadores de distribuição;
- Redes secundárias referentes aos transformadores de distribuição;
- Ramais de conexão referentes às redes secundárias;
- Medidores de energia referentes aos ramais de conexão;

Além dos dados técnicos, o módulo Modulador e Demodulador busca na base de dados comerciais, informações necessárias para o balanço energético, tais como:

- Consumo de energia de cada unidade consumidora, mês referência;
- Fator de carga, caso necessário;
- Fator de potência, caso necessário;
- Data da medição da energia das unidades consumidoras;
- Histórico de consumo e outros.

O módulo de conversão de formato tem a função de preparar a base de dados do centro de operação, com os dados oriundos dos arquivos textos gerados anteriormente.

O módulo MTI_{Ti} [módulo de tratamento das informações do transformador i] tem por função converter e disponibilizar para a bases de dados do centro de operação, as informações relativas a:

- Energia disponibilizada pelo transformador i no período de tempo de medição de energia das unidades consumidoras [perdas comerciais];
- Demanda máxima registrada no transformador i [operação / manutenção];

- Curva de carga do transformador i [operação / manutenção];
- Fator de carga do transformador i [operação / manutenção e comercial];
- Correntes nas fases e no neutro no secundário do transformador i [manutenção];
- Tensões entre fases e tensões de fases no secundário do transformador i [operação / manutenção];
- Interrupção no secundário do transformador i [operação / manutenção];
- Número de interrupções no secundário do transformador i , no período de tempo de medição de energia das unidades consumidoras [comercial / operação];
- Duração de cada interrupção no secundário do transformador i , no período de tempo de medição de energia das unidades consumidoras [comercial / operação].

O módulo MTI_{Ti} fará a transmissão de dados para o centro de operação, através de qualquer meio de comunicação disponível, de preferência tecnologia celular ou fibra ótica, que são tecnologias mais imunes a ruído elétrico. Os dados oriundos dos sistemas corporativos, devem trafegar através dos meios de comunicação já existentes.

A base de dados do centro de operação, disponibiliza as informações oriundas das bases de dados técnicos / comerciais e do módulo de tratamento das informações. A partir da base de dados do centro de operação, os módulos de Controle de Qualidade, Perdas Técnicas e Perdas Comerciais, determinam os indicadores de suas responsabilidades e os disponibilizam, em tela, no centro de operação ou em qualquer outro local remoto de interesse, haja vista que o sistema opera em rede local e distribuída.

Como o centro de operação poderá operar na forma desassistida, os dados disponibilizados migram para as áreas responsáveis pelo seus tratamentos, quais sejam:

- Centro de Operação da Distribuição;
- Centro Controle da Manutenção;
- Centro Controle de Combate às Perdas Comerciais.

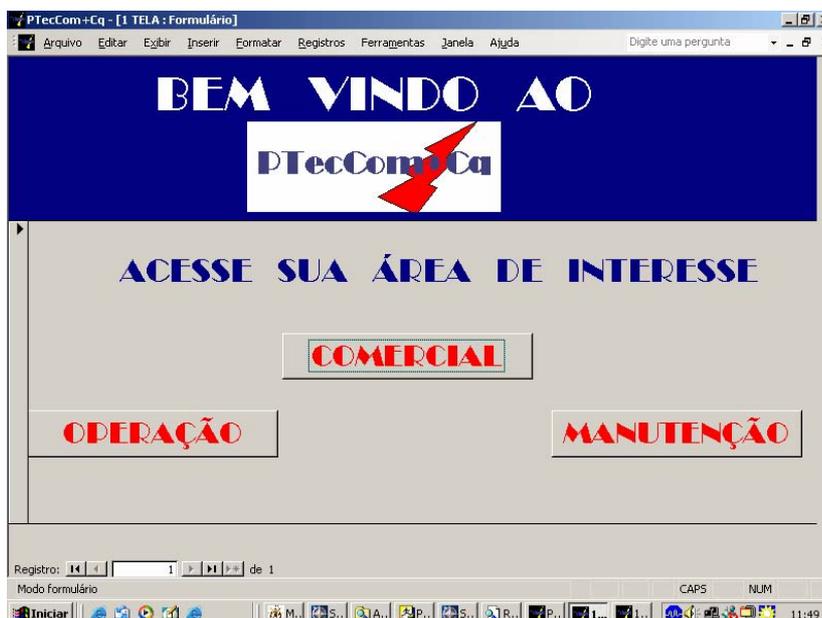
Os resultados são apresentados em tabelas e gráficos de tendências, facilitando sobremaneira as análises dos resultados e das condições técnicas dos equipamentos.

Para que o sistema apresentado tenha um desempenho satisfatório, é primordial que a concessionária mantenha o seu cadastro técnico das redes e comercial sempre atualizado e sem erros. Com relação ao cadastro de consumidores, este deve ser rigorosamente preenchido pelos atendentes, no ato do pedido de ligação ou aumento / diminuição do número de fases, e conferida a carga declarada no ato da execução dos serviços. A manutenção cadastral é fundamental para o cálculo das perdas técnicas de distribuição. Um cadastro comercial bem aferido, facilita sobremaneira o desempenho do sistema, ao contrário, pode ser uma fonte de frustração do projeto.

5.9 Apresentação do Módulo Pteccom+Cq

A figura 5.2 mostra a tela principal do sistema proposto. Essa tela permite que o usuário acesse a sua área de interesse. O acesso é permitido somente a pessoas devidamente identificadas por senhas individuais. O acesso inicial dar-se-á a partir da solicitação, via mouse, sobre o botão que identifica a área de interesse (comercial, operação, manutenção). Ao realizar essa ação, será solicitada a senha do usuário. Satisfeita a condição, será disponibilizada uma segunda tela, correspondente à área de interesse do usuário.

Figura 5.2 – Tela principal do Sistema PtecCom+Cq



Supondo que a área de interesse seja a de Operação, após o usuário selecionar o botão, uma nova tela será disponibilizada, conforme mostrado na figura 5.3. O usuário deverá então digitar o seu código e a sua senha, que lhe possibilitarão o efetivo acesso ao sistema.

Figura 5.3 – Tela de usuário e senha



5.9.1 Módulo Operação

Ao acessar o módulo comercial, o usuário, deverá efetuar o seu *LOGON*, confirmando a sua *SENHA*. Após essa ação e confirmada as condições de acesso, o programa solicitará ao usuário o número do posto transformador (PT) que ele quer acessar. Após a informação do Mês/Ano Referência, do Período da Leitura e do número do PT²⁶, estarão disponíveis as telas das figuras 5.4 e 5.5, com as seguintes informações:

- Correntes das fases A, B e C;
- Corrente do N;
- Tensões de fase e de linha;
- DEC do PT;

²⁶ PT – Posto transformador

- FEC do PT;
- DIC do PT;
- FIC do PT;
- DMIC do PT;

Figura 5.4 – Tela de interesse da área de operação

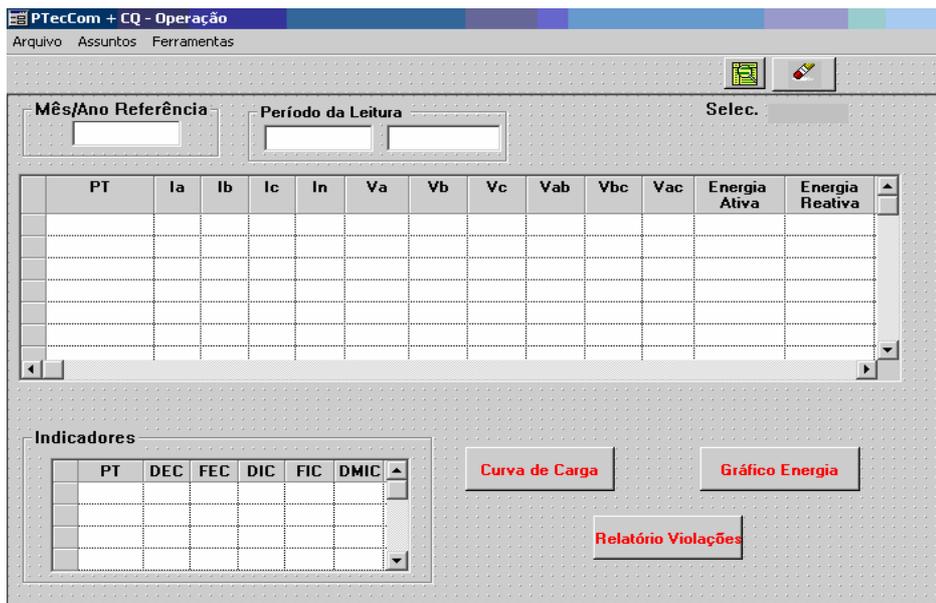
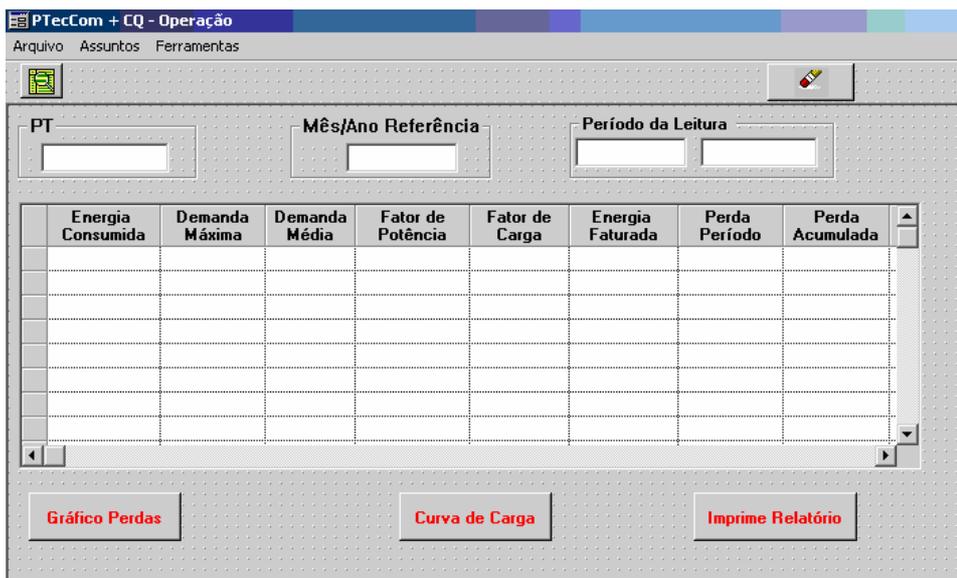


Figura 5.5 - Tela de interesse da área de operação



Observações:

1. Todas as vezes que houver interrupção de corrente em qualquer das fases do PT, deverá soar um BIP, alertando sobre a irregularidade. Tal irregularidade permanecerá em tela até que o operador dê baixa, após a correção do defeito, identificando o horário.
2. Ficarão disponíveis para o operador os indicadores de interrupção [meta e realizado], a fim de mantê-los sob controle, não permitindo violação dos mesmos.
3. Caso o transformador tenha desligado por sobrecarga, a operação deverá emitir ao final do atendimento, uma Ordem de Serviço para a equipe de manutenção para análise e posterior adequação. Como a sobrecarga poderá ter como origem fraude ou desvio de energia, o operador também deverá emitir Ordem de Serviço para a equipe de combate à fraude para as devidas análises e providências.

5.9.2 Módulo Comercial

Ao acessar o módulo comercial, o usuário, deverá efetuar o seu *LOGON*, confirmando a sua *SENHA*. Após essa ação e confirmada as condições de acesso, o programa solicitará ao usuário o número do posto transformador [PT] que ele quer acessar. Após a informação do Mês/Ano Referência, do Período da Leitura e do número do PT, estarão disponíveis as telas das figuras 5.6 e 5.7, com as seguintes informações:

- Consumo de energia do PT;
- Demanda máxima registrada no período de faturamento;
- Demanda média do período de faturamento;
- Fator de potência do PT;
- Histórico de consumo do PT;
- Curva de carga do PT;
- Energia faturada no PT [kWh];
- Perda Comercial do PT no período [em kWh, % e em R\$];
- Perda Comercial do PT acumulada [em kWh, % e em R\$]

Figura 5.6 – Tela de interesse da área comercial

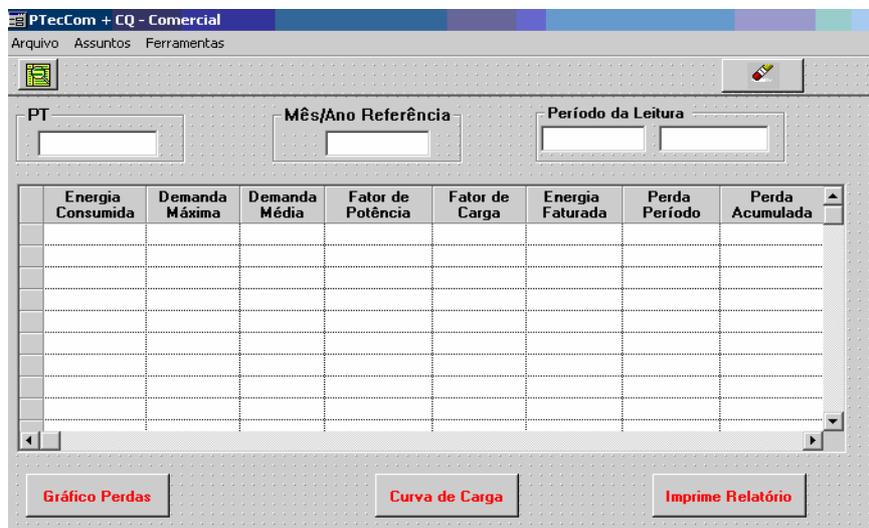


Figura 5.7 – Tela de interesse da área comercial



Observações:

1. Os dados referentes ao DIC, FIC e DMIC das UC's, obtidos pelo Módulo Operação, serão disponibilizados ao sistema comercial para serem impressos nas faturas mensais dos clientes, conforme estabelecido em resolução da ANEEL.

2. Para aqueles PT's que apresentarem uma perda comercial maior que 3%, deverão ser emitidas Ordens de Serviços de análise do consumo de energia de todas as UC's a eles ligadas. Após a análise comercial, deverão emitidas Ordens de Serviços para inspeção técnica nas UC's cujo consumo esteja incompatível com a carga declarada e registrada no sistema comercial.
3. Terá prioridade maior, para análise, aquele posto transformador que possuir a maior perda comercial, a fim de agregar maior valor à análise.

5.9.3 Módulo Manutenção

Ao acessar o módulo de manutenção, o usuário, deverá efetuar o seu LOGON, confirmando a sua SENHA. Após essa ação e confirmada as condições de acesso, o programa solicitará ao usuário o número do posto transformador [PT] que ele quer acessar. Após a informação do Mês/Ano Referência, do Período da Leitura e do número do PT, estará disponível as tela da figura 4.8 com as seguintes informações:

- Potência do PT, data de instalação, expectativa de vida;
- Carregamento do PT [em kVA e %];
- Curva de carga do PT;
- Correntes das fases e de neutro;
- Tensões das fases e entre fases;
- Fator de potência do PT;
- Número de intervenções da operação;
- Número de intervenções da manutenção.

Figura 5.8 – Tela de interesse da área de manutenção



Observações:

1. Caso haja mais de duas intervenções da operação, no período de 30 dias, o sistema deverá dispor em tela tal informação, devendo ser emitida uma Ordem de Serviço para inspecionar o PT, com vista a garantir a operação sem interrupção;
2. Em caso de desequilíbrio de corrente entre fase, com violação da corrente de neutro, o sistema deverá dispor em tela a informação, devendo ser emitida Ordem de Serviço para a correção;
3. Em caso de PT com carregamento superior a 100%, o sistema deverá dispor em tela a informação, devendo ser emitida Ordem de Serviço para a correção.

5.10 Resultados Esperados

O sistema disponibilizará para análise e acompanhamento, os seguintes relatórios aos usuários:

COMERCIAL

- Índice (%) de perda comercial por PT;
- Gráfico das perdas comerciais (%) por PT;

- Relação, em ordem decrescente, dos PT's com perdas comerciais maior que 3%;

MANUTENÇÃO

- Índice (%) de carregamento do PT, total e por fase;
- Curva de carga do PT;
- Relatório de PT's que violaram o carregamento nominal;
- Valor da máxima corrente de neutro do PT, no período;
- Relatório de PT's que apresentam corrente de neutro;
- Relatório de PT's que violaram as faixas de variação da tensão de operação;
- Medição de correntes harmônicas [opcional];
- Data da energização do transformador e expectativa de vida;

OPERAÇÃO

- DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC por posto transformador;
- Quantidade de ocorrência de desligamento por PT;
- Relatório das causas dos desligamentos dos PT's;
- Gráfico de barra indicando as principais causas de desligamentos de PT.

5.11 Conclusões

O capítulo anterior preocupou-se em caracterizar e historiar as perdas em sistemas elétricos, abordando tanto a parte técnica como a comercial, essa última o foco deste trabalho.

Este capítulo propôs uma nova metodologia para medir e controlar as perdas comerciais de um sistema elétrico de potência de concessionárias de energia elétrica. Na proposta apresentada, as perdas comerciais são calculadas por posto transformador, onde se verificam mais detalhadamente os pontos mais críticos, abandonando-se a sistemática de determinação das perdas globais.

A principal vantagem desta metodologia é a empresa concessionária passar a ter total controle do volume de energia elétrica que está sendo demandada e o que realmente está sendo faturado pelo sistema comercial.

Vantagens secundárias, mas não menos importantes podem ser vislumbradas:

- Balanceamento das fases;

- Indicadores de qualidade medidos com maior precisão;
- Controle da tensão e frequência, entre outros.

O setor de energia elétrica, é por definição um setor de margem de lucro muito reduzida, geralmente regulada, em que as empresas lucram com o volume de energia comercializado. As perdas comerciais, idealmente falando, devem estar próximas de zero, para que as empresas otimizem sua saúde financeira aceitável, sob pena de inviabilizarem o negócio.

No Brasil, o setor elétrico nacional até a década de 1990 apresentava forte presença do Estado, em que se buscava, como marca da administração, o atendimento pleno do mercado consumidor, principalmente dos centros urbanos. As palavras lucratividade e produtividade tinham pouco significado. Erroneamente, os governos que se sucederam nos anos de 1970 e 1980, visando conter o ímpeto inflacionário, foram inviabilizando o negócio de energia elétrica, através de políticas de controle das tarifas públicas. Paralelamente, as elevadas taxas de inflação, alimentadas mensalmente pela correção monetária, corroíam os salários que levaram ao empobrecimento de grande parte da população.

Some-se a este cenário a elevada taxa de desemprego dos anos de 1990 e o baixo nível escolar da população alimentando a cultura do desperdício, vão-se encontrar as prováveis causas dos altos índices de perdas comerciais das empresas do setor nos aglomerados urbanos. Nas Regiões Norte e Nordeste o problema agrava-se em decorrência do intenso calor, da crescente urbanização e do papel paternalista do Estado que, ao longo do tempo, passou a idéia de que energia é um bem essencial e, portanto, um direito adquirido de todos. Resultado disso é a invasão das redes elétricas, e nos locais onde há medição é a fraude ou o desvio.

Para combater esse estado inadequado, as empresas devem lançar mão da tecnologia da informação, buscando em tempo real o controle total da energia demandada por seus clientes. Em virtude da necessidade de desembolso elevado e das crescentes exigências dos órgãos fiscalizadores, no que diz respeito à qualidade do produto ofertado, ao aprimoramento da relação comercial e à confiabilidade, pode-se evoluir o sistema de combate às perdas comerciais para um sistema de controle de qualidade e de continuidade do produto ofertado.

Pode-se observar que o sistema apresentado constitui uma poderosa arma de combate ao desperdício de energia, haja vista o controle total da energia demandada por cada posto transformador.

Além disso, o sistema se reveste de suma importância para o controle de qualidade do produto e para controle efetivo de equipamentos energizados, o que reduzirá sobremaneira as quedas de tensão, as sobrecargas impostas aos transformadores, o controle efetivo do equilíbrio e carregamento dos circuitos elétricos de distribuição.

Identificados os postos transformadores com perda comercial acima de um limite estabelecido (3% por exemplo), a concessionária poderá de forma seletiva e direcionada disparar inspeções técnico / comerciais visando combater o desvio ou a fraude que porventura esteja ocorrendo naquele posto transformador específico.

A partir dos relatórios as áreas de operação e manutenção poderão priorizar ações de melhoria nos circuitos de baixa tensão, visando proporcionar aos clientes melhores serviços e qualidade da energia ofertada.

Capítulo 6

Leitura Crítica de um Programa para Redução e Controle de Perdas

6.1 Introdução

No capítulo precedente teve-se a oportunidade de apresentar um sistema de gestão das perdas comerciais de uma empresa de energia elétrica. Além das perdas comerciais, o sistema abre um leque de opções que possibilitam uma gestão de todo o Sistema de Distribuição da empresa, agregando mais valor ao projeto.

Como todo sistema que usa tecnologia da informação para gerar determinado produto, esse projeto abriga variáveis que necessitam constante alerta por parte daqueles que vão gerenciar as informações por ele produzidas.

Este capítulo vai abordar de forma bem resumida os pontos críticos de um programa de combate às perdas comerciais de uma empresa de energia elétrica, sempre visando produzir uma colaboração ao estudo estruturado dos fatos e realidades inerentes.

6.2 Desenvolvimento

Um programa estruturado de combate às perdas comerciais de energia elétrica, deve ser constituído de várias ações que vão se complementando. O principal inconveniente, como foi dito anteriormente, é o fato de não se poder comparar a energia produzida com a energia

comercializada. Isso, por si só, já é um inibidor de resultados imediatos dos programas de combate às perdas.

Para que uma empresa comercializadora de energia elétrica apresente resultados comerciais satisfatórios, necessário se faz ter os seguintes processos sob controle:

- Possuir os recursos humanos bem treinados e comprometidos com os resultados empresariais;
- Ter 100% a energia consumida pelas das unidades consumidoras medidas;
- Usar o máximo de tecnologia disponível para realizar os controles efetivos;
- Possuir cadastro de consumidores muito bem administrado;
- Processo de leitura da energia consumida pelos usuários, precisa e realizada em tempo hábil;
- Processo de faturamento eficiente e sem erros;
- Sistema de arrecadação seguro e atingindo toda a área de concessão;
- Sistema de gestão comercial com sua base de dados sempre atualizada e consistente;
- Processo de controle dos selos / lacres eficiente e isento de vícios;
- Controle das curvas de carga das unidades consumidoras e dos seus respectivos fatores de carga;
- Inspeção criteriosa com base em dados estatísticos, buscando sempre agir proativamente;
- As obras de expansão do sistema de distribuição devem ser realizadas no tempo certo, evitando-se a proliferação de consumidores clandestinos e os carregamentos elevados de circuitos.
- Todos esses processos devem ser geridos e conduzidos por empregados próprios, evitando-se a rotatividade das equipes de terceiros.

6.3 Fator Cultural como Ponto de Partida

Tudo o que foi dito acima aponta para os princípios básicos da organização dos processos produtivos. Entretanto, as perdas comerciais, dependem, também, do comportamento do sociedade. Como há problemas sérios na estrutura social brasileira, o furto de energia está se mostrando uma prática comum e bem generalizada. Nas cidades da Região Norte, o problema é

mais complexo, haja vista que a população, por questões culturais, entende que o serviço deve ser gratuito ou com uma remuneração que não implique redução de desperdícios. A grande maioria entende ser muito cara a energia, porém não faz nenhum esforço no sentido de racionalizar o consumo.

6.4 O Apoio do Estado

O aparelho estatal, por sua vez, não exerce de forma contundente ações que visem reduzir esse tipo de crime. A venda dos serviços de fraude ou de desvios de energia estão sendo realizados sem que medidas repressivas sejam adotadas, quer pelo Poder Judiciário quer pelo policiamento e também pelo controle/ação das próprias concessionárias.

Nenhum programa de combate às perdas comerciais de energia elétrica, ou de qualquer serviço público, terá bons resultados, enquanto não forem reprimidas de forma exemplar as ações inescrupulosas de pessoas que vivem na escuridão da lei.

É preciso que as concessionárias, de forma competente, demonstrem aos órgãos defensores da segurança pública e da justiça o que significa para o Estado, para as empresas e para os consumidores adimplentes, as “vantagens” auferidas pelos fraudadores e inadimplentes.

6.5 Análise dos Dados Disponíveis

6.5.1 Análise do Fator de Carga

Um programa de combate às perdas comerciais não pode prescindir de uma boa análise dos dados disponíveis no sistema comercial da empresa. O sistema deve disponibilizar aos usuários informações preciosas, que são os dados balizadores de cada classe de consumidores, envolvendo os fatores de carga e diversidade de cada tipo/classe de consumidor, principalmente daquelas classificadas como grupo A. Além de disponibilizar padrões típicos das instalações, o sistema comercial deve compará-los com aqueles apresentados no projeto elétrico da unidade consumidora e na sua evolução, através dos históricos de carga, buscando adequá-los à evolução social e educacional da sociedade em cada Posto Transformador e grupos similares de consumidores.

O sistema comercial deve estar ajustado para disparar Ordens de Serviços / Alarmes, automaticamente, visando inspecionar unidades consumidoras que apresentem dados não consistentes, devendo a fiscalização ser realizada imediatamente após a identificação da anomalia.

Visando dar sustentação ao projeto de combate às perdas comerciais, as empresas devem reavaliar o processo de aprovação de projetos. Esse primeiro passo é de fundamental importância para o objetivo que se deseja obter.

As empresas devem exigir dos projetistas de unidades consumidoras comercial e industrial, além da carga instalada, mais cuidado com a proteção elétrica, bem como, em função das similaridades com outras unidades consumidoras, prever uma expectativa de demanda/consumo das novas plantas. Esses dados devem migrar para o sistema de gestão comercial e, a partir de então, a gestão automática desses parâmetros deve ser disparada.

No gráfico 6.1 é apresentado um exemplo de unidade consumidora que apresenta desvio de fator de carga.

6.5.2 Análise do Consumo de Energia das Unidades Consumidoras

A análise do consumo de energia é fundamental para que a empresa tenha um programa de combate às perdas coerente com os seus objetivos empresariais. Essa análise, entretanto, não deve ser realizada através do trabalho humano, face a amplitude do universo em avaliação, mas sim via sistema computacional.

Para aquelas unidades consumidoras com consumo de energia elétrica igual a zero, após ficar constatado que não é uma condição sazonal [férias, por exemplo], devem ser disparados, via sistema comercial, Ordens de Serviços de inspeção visando identificar o motivo pelo qual a mesma não consumiu energia.

A tabela a seguir mostra a existência de um número bastante expressivo de unidades consumidoras faturadas pelo mínimo da classe, sendo que 76% desses apresentam consumo zero.

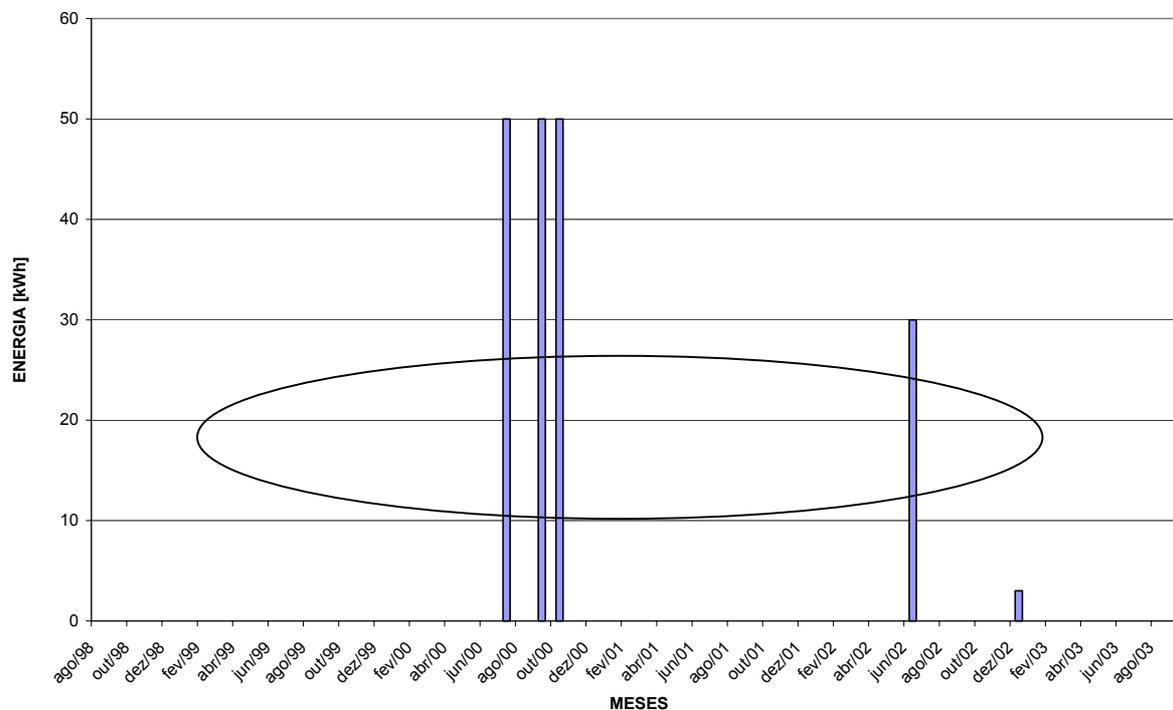
Tabela 6.1 – Consumidores faturados pelo mínimo da classe e com consumo zero.

Item	Dado
Mínimo da Classe	105.330
Consumo zero kWh	80.631

Fonte: Manaus Energia, 2003

Os gráficos 6.2 e 6.3 demonstram de forma bastante elucidativa a situação comentada no parágrafo anterior, onde se percebe a gestão energética está muito frágil, devendo serem aplicadas medidas saneadoras urgentes.

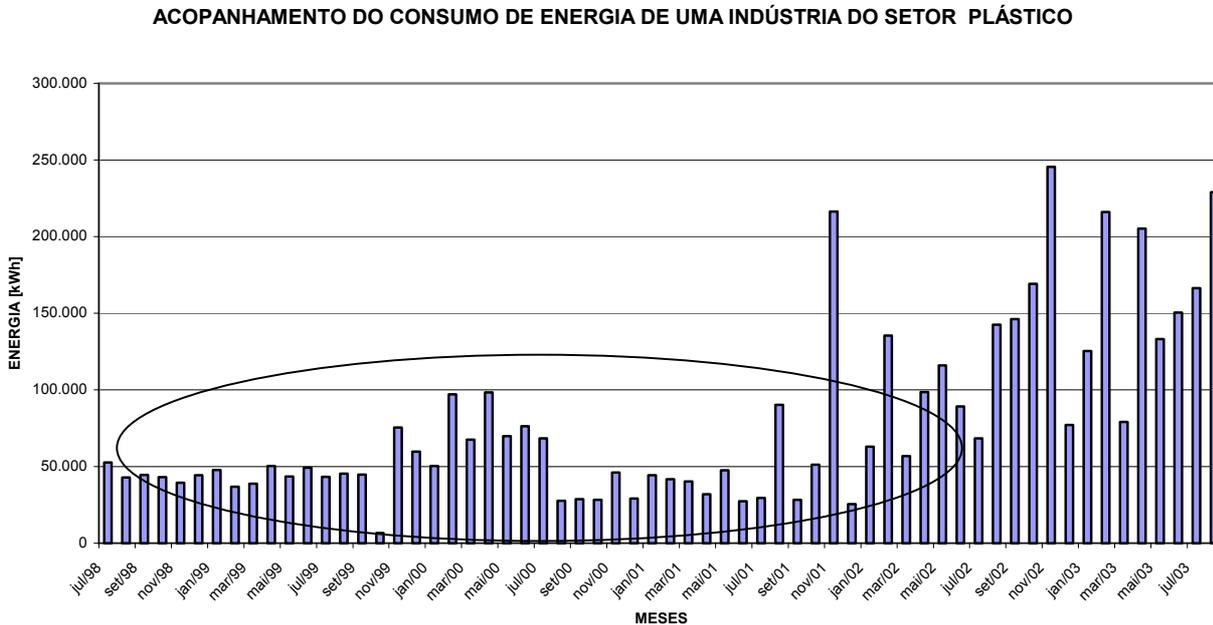
Gráfico 6.2 – Unidade consumidora com consumo zero por vários meses



Fonte: Produção Própria a partir de dados fornecidos pela Manaus Energia

O gráfico a seguir o consumo mensal de energia elétrica do setor plástico. Observa-se que houve durante vários meses consumo zero de energia elétrica, apesar de sempre apresentar demanda elevada.

Gráfico 6.3 – Unidade consumidora com consumo muito baixo por vários meses



Fonte: Produção Própria a partir de dados fornecidos pela Manaus Energia

6.5.3 Controle de Selos / Lacres

A gestão dos selos / lacres deve ser completa. Hoje percebe-se uma fragilidade muito acentuada no controle dos selos, o que abre as portas para a fraude. Há que se buscar um completo gerenciamento desse item tão importante e fundamental.

As Ordens de Serviços, seja de que tipo for, devem informar ao eletricitista os números dos selos, encontrados e deixados no equipamento de medição, após a realização de qualquer intervenção no equipamento de medição. O eletricitista deverá, obrigatoriamente, registrar na Ordem de Serviço os números dos selos encontrados e os números dos selos deixados.

Em caso de discordância da numeração, o sistema comercial deve estar preparado para disparar outra Ordem de Serviço de suspeita de fraude, agora com o arsenal, humano e tecnológico, para a identificação da suspeita de fraude, com o acompanhamento de um perito do Instituto de Criminalista do Estado, o qual possui fé pública.

Mesmo nos casos de ter havido apenas a violação do lacre / selo, a concessionária deve aplicar a regulação punitiva expressa pela Resolução 456/00 da ANEEL.

6.5.4 Padronização dos Procedimentos de Inspeção

A padronização dos procedimentos de inspeção técnica é um item de suma relevância quando se pretende construir, em bases sólidas, uma empresa concessionária do serviço público de energia elétrica.

Uma boa padronização requer uma boa equipe de instrutores, constituída de engenheiros e técnicos especialistas em medição de energia, visando constituir turmas de eletricitas muito bem treinadas e capacitadas para realizar qualquer tipo de inspeção em campo ou laboratório.

Entende-se por procedimento padronizado a realização de inspeções, por qualquer técnico, com o mesmo grau de clareza e de informações, que visem proporcionar total transparência ao processo, principalmente no relacionamento com os clientes, estes, muito provavelmente, leigos no assunto, que de forma neutra, possa identificar irregularidades que sejam irrefutáveis, tanto no processo administrativo quanto no judiciário, buscando garantir os direitos de ambas as partes.

Ao chegar à unidade consumidora o técnico deve apresentar-se e esclarecer para o cliente o que ele vai fazer e como vai fazer, convidando o cliente para acompanhá-lo durante a realização de seu trabalho. Caso haja necessidade de remoção do medidor, o técnico deve explicar os motivos, informando os procedimentos que vai adotar, esclarecendo os direitos do consumidor.

As ferramentas e equipamentos de teste devem ser novos, certificados e aferidos pelo Institutos de Pesos e Medidas.

As normas e procedimentos de inspeção da empresa devem estar embasadas nas normas da ABNT aplicadas em cada caso, devendo tal informação estar contida nas folhas de ensaio.

6.6 Conclusão

Este capítulo teve o objetivo de apresentar formas de controle adicionais ligadas à gestão do processo de combate às perdas comerciais de energia elétrica. Como já foi dito anteriormente a indústria de energia elétrica é um negócio que possui margem de lucro muito pequena, em relação aos pesados investimentos necessários para manter os diversos sistemas.

Partindo desse pressuposto, as concessionárias devem buscar cada vez mais a eficácia na gestão e implementar medidas que neutralizem as ações contrárias aos interesses corporativos e ao bom relacionamento com os seus clientes.

A gestão do negócio deve ser completa ao longo de todo o processo produtivo. Para isso faz-se necessário maior investimento na capacitação dos recursos humanos e controles efetivos e eficazes dos processos.

Capítulo 7

Incorporação das Perdas no Planejamento

7.1 Introdução

Foi realizado no capítulo 6 uma breve abordagem dos pontos críticos da gestão das perdas comerciais de uma empresa comercializadora de energia elétrica.

Este capítulo vai avaliar a importância da inserção no planejamento empresarial, o controle e combate às perdas comerciais, principalmente para as empresas comercializadoras de energia elétrica que apresentam indicadores não muito confortáveis, como é o caso das empresas do Norte do Brasil.

Ao final do capítulo, fechando o ciclo do que foi aqui abordado, será feito um fechamento e apresentada uma proposta e uma breve análise dos custos e benefícios que advirão do projeto.

7.2 Operação dos Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição

Como já foi dito em outros capítulos, para que uma concessionária do serviço público de energia elétrica seja uma empresa de excelência, ela deve ter sob controle o seu processo produtivo em todas as suas dimensões.

Um processo de suma importância é a operação do sistema de distribuição, haja vista que nele está incorporada a maior parte das perdas técnicas. É também no sistema de distribuição que se encontram os principais elementos causadores das perdas comerciais.

Uma empresa bem administrada, onde todos os seus processos estão sob controle, apresenta perdas comerciais que tendem a zero. Entretanto, estas sempre existirão e devem ser incorporadas ao planejamento da operação, de forma a mitigá-los e controlá-los em função das reestruturações das redes devido à evolução do mercado e dos usos finais de energia e da depreciação dos ativos.

Caso isso não se verifique, é provável que o custo da operação do sistema fuja ao controle do empresário. Perdas representam um maior consumo de energia das usinas geradoras, que podem provocar desabastecimento, pela não previsão de aquisição de combustíveis, ou por deplecionamento excessivo dos reservatórios.

Quando não se tem controle das perdas, pode haver o inverso, a aquisição excessiva de combustíveis ou uso inadequado da bacia de acumulação de um lago.

7.3 Expansão dos Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição

Toda empresa sadia possui um programa de expansão adequado à evolução do seu mercado. Empresas do setor elétrico são corporações que necessitam ter esse programa muito bem elaborado a fim de evitar descompasso entre a demanda e a oferta. Os investimentos dessas empresas são muito elevados e necessitam de um tempo razoável para sua amortização. No caso de empresas verticalizadas, como é o caso da Manaus Energia e da maioria das empresas do norte, que dominam todo o processo, desde a produção até a comercialização, o programa de expansão torna-se mais crítico e mais complexo. As empresas, normalmente Estatais, necessitam de recursos externos [que estão cada vez mais escassos], e ainda por cima estão sujeitas aos ditames da lei das licitações públicas, tornando os processos como um todo mais morosos.

A importância da incorporação do estudo das perdas comerciais ao processo de expansão é de elevada relevância, haja vista o elevado capital necessário aos investimentos. Perdas comerciais significam mais geração, mais transmissão e mais distribuição. Menores perdas comerciais significam maior disponibilidade de recursos, menores solicitações de empréstimos de organismos financiadores, maior rentabilidade para os acionistas, menor custo para a sociedade, menores impactos ambientais etc.

Sob qualquer ótica, não se podem aceitar os valores das perdas comerciais hoje verificados nas empresas do setor elétrico da região Norte do Brasil. Os valores são tão absurdos, que estão inviabilizando as empresas.

As perdas comerciais devem tender a zero, tornando o negócio saudável. Portanto, as empresas devem investir maciçamente, todos os anos, via orçamento de custeio, em:

- programas de combate à fraude e desvios;
- programas de combate à cultura de desperdício;
- programas educativos de uso racional de energia elétrica;
- programas demonstrativos à população que a fraude e o desvio beneficiam alguns em detrimento do interesse coletivo;
- sensibilizar o Poder Judiciário sobre os problemas para a população em geral, advindos de uma fraude ou desvio;
- firmar parceria com os órgãos da imprensa visando explorar, de forma direta e intensa, as causas das interrupções e da baixa qualidade da energia;
- contratar equipe de investigadores para identificar, autuar e processar os elementos que estão agindo de forma ilícita, no diz respeito ao consumo de energia elétrica.

7.4 Proposta

Buscou-se identificar com este trabalho que o investimento em programas de combate ao desperdício, caracteriza-se como a forma mais adequada para prover qualidade, modicidade tarifária e otimização no atendimento ao mercado do que alavancar recursos para garantir a oferta de energia elétrica. Novas plantas requerem uma série de estudos técnico–econômicos que busquem demonstrar aos agentes financiadores a viabilidades do investimento. Associado a isso, existem as demandas ambientais atuando de forma decisiva na determinação dos custos do projeto, podendo inclusive inviabilizá-lo.

Os recursos são escassos e as demandas humanas não possuem limites. Portanto, faz-se necessário estabelecer um programa de combate ao desperdício, de forma centrada, que venha efetivamente otimizar a receita e proporcionar modicidade tarifária e qualidade à prestação do serviço público.

Em primeiro lugar deve-se ter em mente que nenhum plano de combate ao desperdício vai reduzir as perdas comerciais de uma empresa do setor elétrico de forma abrupta, principalmente quando existir, como é caso da Manaus Energia, um forte componente inercial atuando. Um exemplo típico disso é o processo inflacionário da economia brasileira, que veio crescendo de

forma desgovernada a partir da década de 1970 até 1994, quando o governo começou a debelá-lo, somente dando sinais de estabilidade adequada agora.

No caso das perdas comerciais da Manaus Energia, como os investimentos são muito elevados e já existe mapeamento dos agentes causadores de fraude e roubo, recomenda-se:

- Implantar telemedição nas maiores unidades consumidoras (grupo A).
- Implantar telemedição, ao longo de 2 anos, em todos os postos transformadores dos circuitos de distribuição, visando controlar e prover condições de ação proativa ao suprimento da demandada dos transformadores, comparando a soma da energia faturada para as unidades consumidoras pertencentes a cada circuito.
- Implantar sistema de gestão de selos/lacres, visando dominar por completo a evasão de tais componentes.
- Implantar no sistema comercial da empresa a impressão nas ordens de serviços, a numeração dos selos existentes em cada padrão de medição (caixas, tampas de bornes, tampas de vidro, caixas de barramentos etc.
- Para as unidades do grupo A, implantar no sistema comercial, de forma automática compreendendo um período de 36 meses, a geração de gráficos do consumo de energia e fator de carga, visando instrumentalizar os analisadores com ferramentas adequadas de análise.
- Para as unidades do grupo B, implantar no sistema comercial, de forma automática compreendendo um período de 36 meses, a geração de gráficos do consumo de energia, visando instrumentalizar os analisadores com ferramentas adequadas de análise.
- Desenvolver política de manutenção permanente do cadastro de consumidores.
- Desenvolver gestão para reduzir em 90% as unidades consumidoras que apresentam faturamento pelo mínimo da classe ou consumo zero.
- Implantação de sistema de auditoria interna para avaliar os procedimentos comerciais com o objetivo de identificar continuamente os desvios dos padrões normalizados.
- Implantação de sistema de auditoria interna para avaliar os procedimentos das equipes de combate às perdas e de suspensão de fornecimento, com o objetivo de identificar continuamente os desvios dos padrões normalizados.

- Implantação de sistema de auditoria interna para avaliar os procedimentos das área de leitura e faturamento com o objetivo de identificar continuamente os desvios dos padrões normalizados.
- Treinamento e atualização perene das equipes de avaliação de fraudes.

O sistema de telemedição deverá prever um centro de controle, visando acompanhar diariamente as ocorrências nos equipamentos de medição, gerando ordens de serviços para a imediata intervenção e demais ações de fiscalização pertinentes.

A partir da implantação desse sistema de telemedição, a empresa deve contratar e capacitar técnicos em eletrotécnica, tornando-os especialistas em medição de energia. A capacitação deverá ser realizada através de curso específico de sistema de medição de energia, aspectos socioeconômico e ambiental da prestação do serviço e da importância da ação das equipes nos resultados da empresa.

7.5 O Custo

Considerando que o sistema elétrico de distribuição da Manaus Energia possua 6.000 postos transformadores e 1.610 unidades consumidoras do grupo A, o sistema de telemedição deve prever a instalação de aproximadamente de 8.000 pontos em 2 anos. Considerando que o custo por ponto instalado seja de US\$ 1.000,00²⁷, o custo total do projeto seria de US\$ 8.000 mil, ou seja, R\$ 24.000.000,00²⁸, em 2 anos. Frente aos números mensais das perdas comerciais, tal projeto deveria ter prioridade máxima, haja vista que o mesmo traria retorno imediato para a empresa, estimando-se que já a partir do primeiro ano de funcionamento, a empresa teria fluxo positivo em seu caixa.

7.6 Os Benefícios

Com a implantação de um sistema de telemedição, além do benefício direto que é a redução drástica das perdas comerciais, a empresa poderá auferir os seguintes benefícios:

- Controle individual da qualidade da energia de cada posto transformador (frequência e tensão);

²⁷ Preço fornecido pela empresa ABB em 2002.

²⁸ US\$ 1,00 = R\$ 3,00

- Controle dos indicadores de continuidade de cada posto transformador (DIC e FIC);
- Registros dos carregamentos dos transformadores, evitando que operem em sobrecarga ou a vazio;
- Dependendo do sistema de medição a ser adquirido, podem-se controlar as correntes harmônicas que estão trafegando naquele posto;
- Capacitação contínua dos recursos humanos, qualificando-os para o exercício de suas funções.

7.7 Medidas Complementares

Não adianta a concessionária adquirir e implantar um novo sistema sem que medidas complementares sejam implementadas pela gestão. A seguir são sugeridas algumas medidas que se entende que devam acontecer paralelamente à instalação do novo sistema:

- Rever os critérios utilizados na terceirização dos serviços de leitura e controle e combate às perdas;
- Rever os critérios base para contratação de empresas especializadas em combate a fraude / furto, envolvendo-as com os resultados;
- Combater constantemente o comportamento antiético daqueles que se envolvem com o ilícito;
- Incentivar, via Conselho Regional de Engenharia – CREA e Sindicatos, o comportamento ético dos profissionais, conforme determina o código de ética dessas instituições;
- Divulgar as ações de combate às perdas comerciais, através da mídia em geral e das Associações de Bairros, com objetivo de reduzir ao mínimo a ação de profissionais inescrupulosos [internos e externos];
- Divulgar amplamente através da mídia a necessidade de combater o elevado índice de desperdício de energia das unidades consumidoras, devido a razões comportamentais, de educação e uso final inadequado [lâmpada incandescente etc.];
- Usar a mídia nos fatos registrados de fraude e/ou desvio, no sentido de demonstrar de forma clara para a sociedade que ações desse tipo são ilegais e prejudiciais à comunidade.

- A concessionária deverá definir e/ou atualizar os fatores de carga característicos, para a cidade de Manaus, e utilizá-los como critério de pesquisa e identificação de possíveis casos de fraude ou furto de energia. O sistema de gestão comercial, deverá calcular o fator de carga de cada UC e gerar uma relação de unidades consumidoras [UCs] a serem inspecionadas devido baixo fator de carga.
- Como as unidades consumidoras do grupo A são poucas e de elevado consumo [36% do total], devem ser monitoradas continuamente, acompanhando-se as curvas de carga de cada unidade consumidora e os seus respectivos fatores de carga.
- Deverá ser realizado um recadastramento geral de todo o sistema de medição (selos, medidores, [RTCs, RPTs]²⁹ etc.), de todas essas unidades consumidoras. Nenhum consumidor do grupo A poderá ficar sem supervisão.
- Deverão ser indicados responsáveis por cada conta dessas unidades, os quais realizarão o acompanhamento de todo o processo, atuando como um “gerente de conta”.
- Para o efetivo controle do processo de medição da energia, a Manaus Energia necessita gerir de forma completa todos os componentes de medição [medidores, selos, TPs e TCs].
- Selos de melhor qualidade e robustez, totalmente diferentes dos atualmente usados pela empresa, devem ser adquiridos, evitando com isso que os fraudadores façam uso de outros selos a serem descontinuados e incinerados.
- A sistemática de gerenciamento de selos é muito frágil, o que abre as portas para a ação inescrupulosa. Necessário se faz montar uma estrutura mínima de gestão de selos na empresa. O gestor fará o acompanhamento de toda a vida do selo até a sua incineração.
- Todos os selos que saírem deverão voltar, para o fechamento do seu ciclo de vida na empresa. Os eletricitas e técnicos, deverão assinar cautela de responsabilidade e dar conta de todos os selos que receberem. Todos os selos hoje existentes devem ser substituídos.

²⁹ RTCs e RTPs – relação de transformação de transformadores de corrente e potencial

- Deverão ser implantadas alterações no sistema comercial, com o objetivo de torná-lo apto para gerar ordens de serviços, tendo como campo obrigatório o registro de todos os selos instalados em uma determinada unidade consumidora.
- Para os exercícios futuros, a Manaus Energia deverá adotar procedimentos estatísticos, visando definir um número de inspeções adequado ao porte do sistema elétricos de distribuição da empresa. O tratamento estatístico definirá de forma mais consistente que unidades consumidoras deverão ser inspecionadas.

7.8 Determinação do Tempo de Retorno do Capital

O critério do tempo de retorno de capital, ou *payback*, é o mais difundido no meio técnico para análise de viabilidade econômica pela sua facilidade de aplicação. Esse critério indica qual é o tempo necessário para que os benefícios se igualem ao investimento inicial. A taxa de juros adotada é o próprio custo do capital. O tempo de retorno do capital investido pode ser calculado pela seguinte expressão matemática:

$$n = - \frac{\ln(1 - Ii/A)}{\ln(1 + i)} \quad [7.1]$$

onde:

n = tempo de retorno do capital;

I = valor do investimento inicial;

i = taxa de juros;

A = benefícios esperados.

No caso presente tem-se:

n = valor procurado

I = R\$ 24.000.000,00;

i = 2% am;

$$A = \text{R\$ } 1.000.000,00^{30}$$

Aplicando-se os dados a equação [7.1] obtém-se o valor de n igual a 33 meses, ou seja, a concessionária a partir do 33º mês passaria a ter lucro. Caso o benefício seja maior, isto é, caso a concessionária adote critérios bem sólidos e firmes de combate às perdas comerciais, o valor de n pode ser muito menor.

Tabela 7.1 – Tempo de Retorno para diferentes Benefícios

Benefício [R\$ x 1000]	Inv. Inicial [R\$ x 1000]	(1 - li/A)	Ln (1 - li/A)	(1 + i)	Ln (1 + i)	n [meses]
1.000,00	24.000,00	0,52	0,65	1,02	0,02	33
2.000,00	24.000,00	0,76	0,27	1,02	0,02	14
3.000,00	24.000,00	0,84	0,17	1,02	0,02	9
4.000,00	24.000,00	0,88	0,13	1,02	0,02	6
5.000,00	24.000,00	0,90	0,10	1,02	0,02	5
6.000,00	24.000,00	0,92	0,08	1,02	0,02	4

Pelos resultados da tabela acima, pode-se verificar que n depende exclusivamente dos valores de benefícios obtidos, ou seja, das ações concretas de combate às perdas que a concessionária possa a vir a tomar, a partir das informações disponíveis geradas pelo sistema, devidamente hierarquizadas.

7.9 Conclusões

Este capítulo procurou mostrar a importância da incorporação das perdas no processo de planejamento empresarial de sistemas elétricos de potência, haja vista ser o seu controle muito importante para as condições de operação e manutenção. Apresentou propostas para o efetivo controle e combate às perdas comerciais, ligadas à gestão do processo de combate às perdas comerciais de energia elétrica, mostrando os benefícios que os concessionários passam a ter a partir da implantação da telemedição, tomando-se como base a condição crítica da Manaus Energia como exemplo.

³⁰ O valor esperado do benefício representa apenas 6,76% do prejuízo mensal que a empresa tem de perdas comerciais.

Mostrou-se também, de forma bem resumida, os custos associados à implantação da proposta apresentada. Vale salientar que esses custos são referenciados à data base 2002, cabendo a sua atualização monetária.

A partir dos custos inerentes à implantação do sistema proposto, calculou-se o tempo de retorno do capital a ser investido, no qual se verificou que para vários benefícios esperados o tempo pode aumentar ou diminuir.

Capítulo 8

Considerações Finais

O Brasil é um país, em função de sua histórica negligência com as questões educacionais de seu povo, campeão em baixa produtividade. Não é de se estranhar que um país que apresenta uma perda anual de sua produção da ordem de 40%, apresente empresas comercializadoras de energia elétrica com perda comercial em torno de 30%.

A preocupação com os índices de perda comercial das empresas do setor elétrico isolado da Região Norte do Brasil, tem-se tornado cada vez maior, principalmente depois da privatização das empresas que compõem o parque do setor elétrico nacional.

As perdas comerciais da Manaus Energia eram da ordem de 13% ao final da década de 1980 (a chamada década perdida). Esse era número confortável, comparado aos demais do setor elétrico nacional.

Com a elevação da crise social do país, a partir do ano de 1993, o índice de perda começa a apresentar tendência de crescimento. No que se refere ao consumo de energia elétrica, nota-se que há, de forma progressiva e contínua, mudanças comportamentais em todos os setores da sociedade, ocasionado pelo empobrecimento da população em conjunto com o fator cultural do desperdício,.

Tendo adquirido hábitos de consumo, proporcionado pela elevação temporária do poder aquisitivo e pela maior oferta de produtos que consomem energia elétrica, sem, entretanto, ter obtido crescimento médio educacional, o amazônida necessita hoje entender, até para a sua

sobrevivência digna, que a sua participação é fundamental para erradicar o desperdício e reduzir, de forma drástica, o elevado custo de operação dos sistemas elétricos da Região Norte. Cabe à Manaus Energia, como empresa de base, transformar esse comportamento, através de programas de combate constante ao desperdício, da fraude e do furto de energia, bem como de ações sociais na difusão do prejuízo ao estado, país e aos consumidores, decorrente da evolução das perdas comerciais.

A empresa deve, ainda, buscar a cumplicidade dos demais agentes de formação de opinião, como escolas, poderes públicos, imprensa, conselho de consumidores, empresários, lideranças comunitárias, etc., visando sempre aperfeiçoar os seus serviços e retorno financeiro para seus acionistas, bem como buscar o apoio e parceria do Poder Judiciário na identificação da ilegalidade das ações de fraude e inadimplência em relação aos serviços públicos de forma geral, e aos consumidores de boa índole que, atualmente, suportam esses descompassos.

Como foi apresentado no capítulo precedente, o sistema proposto possui uma viabilidade econômica muito interessante, podendo tornar o fluxo de caixa positivo em um curto espaço de tempo. Além disso, o novo ambiente tecnológico elevará o perfil dos profissionais envolvidos em todo o processo da comercialização e distribuição da concessionária, melhorando a qualidade do serviço prestado e, em conseqüência, propiciando uma melhor relação empresa-cliente.

Esse trabalho é apenas uma gota no oceano de opções que se pode realizar no combate ao desperdício. Portanto, ele está aberto para qualquer contribuição ou crítica que vise a sua melhoria.

Referências Bibliográficas

- Afonso, H. M. S. e outros. Conservação de Energia – Eficiência Energética de Instalações e Equipamentos, 2001, p 30 - 72.
- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – Documento Técnico ABRADDEE 08-05, 19 de março de 1998, 64 p.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro. NBR 6509; Instrumentos elétricos e eletrônicos de medição, São Paulo, 1986, 54 p.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução nº. 456, de 29 de novembro de 2000, Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução nº. 024, de 27 de janeiro de 2000, Estabelece as disposições relativas à continuidade de distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução nº. 505, de 26 de novembro de 2001, Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas às conformidades dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.
- Bertelli, Luiz Gonzaga. Crise Energética: A Perigosa Mistura da Omissão com a Incompetência, 2001, 73 p.
- Botelho, Antônio José Lopes. Projeto ZFM: vetor de interiorização ampliado. Manaus: s.ed., 2001, 128 p.

- Brasil. Congresso Nacional. A Crise de Abastecimento de Energia Elétrica: relatório. Brasília: Senado Federal, Secretaria Especial de Editoração e Publicações. Comissão mista especial destinada a estudar as causas da crise de energia, 2002, 202 p.
- Brito, N. C. Experiências e ações no combate à perdas comerciais – XV SENDI, Salvador, novembro de 2002.
- Campos, Cléber M. Introdução ao Direito de Energia Elétrica. Ícone Editora, São Paulo/SP, 2001, 725 p.
- Centrais Elétricas Brasileiras S/A.- Eletrobrás, Sistema Integrado de Acompanhamento e Gestão Empresarial, Plano de Gestão para as Empresas Federalizadas, Relatório de Acompanhamento - 3º Ciclo – Setembro de 2002, 26 p.
- Companhia Energética de Goiás – Celg. Disponível em www.celg.com.br. Acesso em 06 out. 2004.
- Companhia Energética de Pernambuco – Celpe; Planos de Ação de Combate às Perdas de Energia Elétrica dos anos 2000, 2001 e 2002.
- Comitê Coordenador de Operações Norte – Nordeste – CCON, Fraude e/ou Desvio de Energia Elétrica – Critérios de Inspeção e Cobrança, 1990.
- Código Penal Brasileiro. Editora Saraiva, São Paulo/SP, 2002.
- Energia Elétrica, o SITE! Disponível em www.eletrica.com.br ou www.energiaeletrica.com.br.
- Filho, Raul Luiz Ferraz. A perda comercial e sua repercussão na qualidade dos serviços: aspectos jurídicos. Como deve agir uma S/A para minimizar prejuízos, diante da ideologia política (consumidores, judiciário, mídia), e como sanear a S/A e fazê-la funcionar com lucro (ideologia empresarial dos funcionários da própria S/A), Palestra apresentada no IIR – Conferences (Institute for International Research), São Paulo/SP, 2002.
- Figueiredo, Breno e outros. Sistemas isolados da região Norte, a necessidade de subsídios explícitos: o caso Eletroacre, 2001, 24 p.

- Figueiredo, Carlos Alberto. Contribuições para o Estabelecimento de Políticas de Desenvolvimento com Impactos Energéticos no Sistema Isolado do Estado do Amazonas, 2003, 197 p. Tese (Doutorado).
- Franco, Edgar Ferreira. Estudo de Caso COPEL (tele-leitura de grandes clientes) e ESCELSA (Medição de pontos de fronteira): Como o sistema de tele-medição potencializa a qualidade dos serviços prestados pelas empresas de energia e atende às necessidades de seus clientes oferecendo benefícios específicos, minimização de custos, confiabilidade e rapidez nas informações via *internet*, IIR – Conferences (Institute for International Research), São Paulo/SP, 2002, 23 p.
- Frota, Willamy Moreira. Sistemas Isolados de Energia Elétrica na Amazônia no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro, 2004, 129 p. Dissertação (Mestrado).
- Gama, S.Z. e outros. Uma nova abordagem tecnológica de combate às perdas comerciais – XV SENDI, Salvador, novembro de 2002.
- Garcia, Etelvina. Modelo de Desenvolvimento Zona Franca de Manaus – História, Conquistas e Desafios, Manaus; Norma ed. Suframa, 2004, 227 p.
- Gellers H.S. O uso eficiente de eletricidade: uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil; tradução de Maria Helena Mendonça de Souza, Rio de Janeiro: INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética, 1994, 226 p.
- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, IBGE Cidades@, Disponível em www.ibge.com.br, Censo 2000.
- Ito, Hélio Takashi. Energia Elétrica: Apuração da Qualidade dos Dados de Consumo, 2003, 97 p. Dissertação (Mestrado).
- Jannuzzi, G. M, Swisher, J. N. P. Planejamento Integrado de Recursos – Meio Ambiente Conservação de Energia e Fontes Renováveis, 1997, 246 p.
- Jannuzzi, G. M. Políticas Públicas para Eficiência Energética e Energia Renovável no Novo Contexto de Mercado – Uma Análise da Experiência dos EUA e do Brasil, 2000, 116 p.

- Júnior, Ary Vaz Pinto. Novas técnicas, método, ferramentas computacionais e sistemas de medição desenvolvidos para avaliação e combate às perdas. Uma abordagem para obter um sistema integrado de gerenciamento das perdas, IIR – Conferences (Institute for International Research), São Paulo/SP, 2002, 22 p.
- Medeiros Leite, J. C. Qualidade na fiscalização, inspeção e aferição dos equipamentos: Estratégia de aumento do índice de acertos nas inspeções de fraude e desvio de energia elétrica. IIR – Conferences (Institute for International Research), IIR – Conferences (Institute for International Research), São Paulo/SP, 2002, 13 p.
- Méffe, André, 2001 – Metodologia para cálculo de perdas técnica por segmento do sistema de distribuição, 2001, 152 p.
- Manaus Energia S.A. Programa Emergencial de Combate às Perdas Comerciais da Manaus Energia, 2002, Outubro de 2002, 22 p.
- Manaus Energia S.A. Registros Estatísticos da Diretoria de Distribuição, janeiro de 2002, 38 p.
- Manaus Energia S.A. Registros Estatístico da Diretoria de Distribuição, janeiro de 2003, 30 p.
- Manaus Energia S.A. Plano de Gestão 2002-2004 da Manaus Energia, 2002, 76 p.
- Manaus Energia. Relatório de Avaliação do Padrão Caixa de Medição no Poste, 2002, 10 p.
- Nansen, Telemedição e leitura centralizada. Disponível em www.nansen.com.br.
- Notícias – Novidade Light. Disponível em www.ligth.com.br. Acesso em 06 out. 2004.
- Palmeira, J. N, Tenório, F. G. Flexibilização Organizacional – aplicação de um modelo de produtividade total, 2002, 279 p.

ANEXO 1

Metodologia Atual do Cálculo das Perdas Comerciais na Manaus Energia

DISCRIMINAÇÃO	jan/02	fev/02	mar/02	abr/02	mai/02	jun/02
1. GERAÇÃO HIDRÁULICA BRUTA	1.207.613	1.121.152	1.002.902	893.125	769.799	660.283
2. CONSUMO INTERNO HIDRÁULICO	4.533	4.448	4.287	4.151	4.011	3.873
3. CONSUMO DA VILA RESIDENCIAL DE BALBINA	6.478	6.506	6.538	6.547	6.557	6.542
4. SUPRIMENTO A PRESIDENTE FIGUEIREDO	7.114	7.248	7.411	7.539	7.714	7.812
5. ENERGIA REQUERIDA NA TRANSMISSÃO (1-2-3-4)	1.189.488	1.102.950	984.666	874.888	751.517	642.056
6. PERDAS NA TRANSMISSÃO (5+7a-7)	35.089	32.868	29.934	26.366	22.420	18.878
7. ENERGIA RECEBIDA NA SE MANAUS	1.154.399	1.070.082	956.004	849.794	730.369	625.036
7a. ENERGIA ENVIADA DA SE MANAUS	1.839	1.840	1.841	1.842	1.843	1.844
8. CONSUMO INTERNO DA SE MANAUS	1.276	1.265	1.224	1.173	1.156	1.106
9. EN. LÍQUIDA DA SE MANAUS (7-8)	1.153.123	1.068.817	954.780	848.621	729.213	623.344
10. GERAÇÃO TÉRMICA BRUTA	1.715.647	1.811.069	1.879.765	1.914.041	1.953.104	1.971.530
11. CONSUMO INTERNO TÉRMICA	73.887	79.124	81.860	83.473	85.201	85.571
12. GERAÇÃO TÉRMICA LÍQUIDA (10-11)	1.641.760	1.731.945	1.797.905	1.830.568	1.867.903	1.885.959
13. ENERGIA COMPRADA	27.739	53.188	145.666	240.654	353.765	462.568
14. EN. REQ. NA SUBTRANSMISSÃO (9+12+13)	2.822.622	2.853.950	2.898.351	2.919.843	2.950.881	2.971.871
15. MERCADO PRÓPRIO DE SUBTRANSMISSÃO	286.702	292.739	301.613	311.561	318.426	327.643
16. PERDAS DE SUBTRANSMISSÃO (14-15-17)	112.069	109.532	111.756	109.698	112.209	113.481
17. EN. RECEBIDA NAS SE's DISTRIBUIDORAS	2.423.851	2.451.679	2.484.982	2.498.584	2.520.246	2.530.747
18. CONSUMO INTERNO DAS SE's DISTRIBUIDORAS	1.115	1.111	1.117	1.127	1.147	1.175
19. ENERGIA REQUERIDA NA DISTRIBUIÇÃO (17-18)	2.422.736	2.450.568	2.483.865	2.497.457	2.519.099	2.529.572
20. MERCADO PRÓPRIO DA DISTRIBUIÇÃO	1.834.680	1.843.343	1.863.518	1.892.683	1.888.111	1.889.632
21. SUPRIMENTO A R. PRETO E PURAQUEQUARA	5.167	5.290	5.383	5.457	5.510	5.555
22. PERDAS DE DISTRIBUIÇÃO (19-20-21)	582.889	601.935	614.964	599.317	625.478	634.385
23. GERAÇÃO TOTAL BRUTA (1+10+13)	2.950.999	2.985.409	3.028.333	3.047.820	3.076.668	3.094.381

ÍNDICE DE PERDAS (I)

SEGMENTO	jan/02	fev/02	mar/02	abr/02	mai/02	jun/02
TRANSMISSÃO [(6)/(5)]*100	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%
SUBTRANSMISSÃO [(16)/(14)]*100	4,0%	3,8%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%

DISTRIBUIÇÃO $[(22)/(19)]*100$	24,1%	24,6%	24,8%	24,0%	24,8%	25,1%
TOTAIS $[(6+16+22)/(5+12)]*100$	25,5%	25,8%	25,8%	25,0%	25,6%	25,6%

I - CALCULADOS EM RELAÇÃO AO RESPECTIVO SEGMENTO.

ÍNDICE DE PERDAS (II)

SEGMENTO	jan/02	fev/02	mar/02	abr/02	mai/02	jun/02
TRANSMISSÃO $[(6)/(23)]*100$	1,2%	1,1%	1,0%	0,9%	0,7%	0,6%
SUBTRANSMISSÃO $[(16)/(23)]*100$	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,7%
DISTRIBUIÇÃO $[(22)/(23)]*100$	19,8%	20,2%	20,3%	19,7%	20,3%	20,5%
TOTAIS $[(6+16+22)/(23)]*100$	24,7%	24,9%	25,0%	24,1%	24,7%	24,8%

ANEXO 2

Reportagem do jornal O Estado do Amazonas apontando perda de receita de R\$ 17 milhões na Manaus Energia.

Página:	3/3
Caderno:	Manaus 2
Coluna:	Manaus 2
Public/Data:	08/10/2004
Data/Emissão:	08/10/2004
Enfoque:	Positivo
Clipping nº	1395

ME Manaus Energia  **CEAM** COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS

ASSESSORIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL - PCS

CLIPPING 2004

Jornal O Estado do Amazonas

■ **Carlos Pontilhão**
pontilhao@oestadodoamazonas.com.br

A Manaus Energia organizou ontem, em sua sede, na avenida Sete de Setem-

A Manaus Energia perde por mês, aproximadamente, 30% de sua arrecadação por causa das ligações clandestinas, o que representa R\$ 17 milhões. Para acabar com o pro-

Reportagem do jornal A Crítica, edição 12/04/04

descendo as escadas para entregar cartas e contas. As casas, na maioria de remendos de madeira, plástico, telhas de cimento como paredes, não têm esgoto ou água encanada. A Águas do Amazonas informou à reportagem do DIÁRIO que não há projetos de canalização de água para o local ou de linhas de esgoto.

Para garantir energia elétrica, os moradores contam com "gatos". A Manaus Energia, em nota enviada à Redação do DIÁRIO, afirmou que vai verificar amanhã a possibilidade de regularizar a distribuição de luz para evitar acidentes com as ligações clandestinas.

Reportagem do jornal A Crítica, edição de 23/04/04

CLIPPING 2004

Jornal A Crítica

CONTRA FRAUDE

Manaus Energia faz mutirão

Para constatar fraudes, irregularidades ou padrão ilegal dos medidores de energia, ontem foi realizado um mutirão de inspeção técnica da Manaus Energia na avenida São João, no conjunto Manóia, próximo ao mercadinho Amarelinho, na Zona Norte. O trabalho continua até amanhã, a partir das 8h30, com o apoio de reforço policial para acompanhar as equipes em execução.

Coluna:	Leitura 1 Cida
Public/Data:	23/04,
Data/Emissão:	23/04,
Enfoque:	Net
Clipping nº:	50

Reportagem do jornal A Crítica, edição de 05/07/04

ME Manaus Energia



CEAM
COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS

ASSESSORIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL - PCS

CLIPPING 2003

Jornal A Crítica

LIGAÇÕES CLANDESTINAS

Famílias que ocupam obra do INSS sofrerão corte de energia

Moradores não conseguiram quitar dívidas com a Manaus Energia

As 150 famílias que ocupam irregularmente uma obra inacabada do INSS, na rua Japurá, Centro, devem ter o fornecimento de energia interrompido, mais uma vez, a partir de hoje. O prazo para quitar a dívida contraída com a Manaus Energia por consumo clandestino de energia elétrica ao longo de seis anos chegou ao fim no dia 30 de junho, mas os moradores não conseguiram efetuar o pagamento de R\$ 2.093 devido.

Mesmo dispostos a cumprir a lei e a pagar as contas, os moradores reclamam da falta de sensibilidade por parte da direção da empresa. Eles afirmam que as taxas impostas pela empresa não condiz com a realidade econômica da maioria dos residentes do local. Com apenas dois bicos de luz, uma geladeira, uma televisão de 14 polegadas e um ventilador, o vendedor autônomo, José Gomes Pinto, 42, reclama da taxa de R\$ 46,95 fixada pela con-

BUSCA RÁPIDA

*** Negociação**

Mesmo com chances de renegociação, o presidente da Manaus Energia, Willamy Frota confirma o corte de energia no prédio para hoje. Ele explica que a empresa não de-

que fugiu do aluguel para manter a alimentação da família. "Não me nego a pagar. Mas entendo que eles devem estar de acordo com as nossas possibilidades. Não posso me comprometer se não vou ter como cumprir", completa.

As taxas fixadas pela Manaus Energia variam de acordo com o andar do prédio. Para os moradores do térreo, composto por 18 apartamentos, o consumo total medido pelos fiscais foi R\$ 845, com taxas firmadas em R\$ 46,95 por família. No primeiro andar, também com 18 apartamentos, o medidor marcou o consumo de R\$ 723, com taxas de R\$ 41,00. Com 15 apartamentos, os moradores do segundo andar consomem R\$ 516 de energia e devem pagar a taxa de R\$ 34,50. Para Valdina Almeida, 54, que mora no primeiro andar, o ideal seria a instalação de contadores em cada

Página:	A 09
Caderno:	01
No. Folha	01
Coluna:	CIDADES
Public/Data:	05/07/04
Data/Emissão:	05/07/04
Enfoque:	NEGATIVO
Clipping nº:	1023

Jornal A Crítica

DESVIO DE ENERGIA

Data/Emissão:	26/03/2004
Enfoque:	Negativo/Positivo
Clipping n°:	344

Temporada de caça aos 'gatos'

MANAUS ENERGIA INICIOU UMA AÇÃO PARA DESCOBRIR LIGAÇÕES CLANDESTINAS EM CONDOMÍNIOS DA CIDADE

JÚLIO PEDROSA
DA EQUIPE DE A CRÍTICA

Os casos de fraudes e desvios de energia elétrica, os chamados "gatos", estão na

Esta é a primeira inspeção do ano em áreas condominiais realizadas pela empresa. A previsão é de que, desta vez, sejam vistoriadas aproximadamente 600 unidades residenciais. "O índice de irregularidade é bastante alto nos condomínios e o mutirão continuará sendo feito até o final do ano, sempre de quinta a sábado, uma vez que Manaus tem um grande número de conjuntos e a cada dia surgem mais", informou Tavares. A medida em que são identificadas as irregularidades, as equipes de eletricitistas e eletrotécnicos da empresa promovem o

PREJUÍZO

De acordo com José Raimundo Tavares, aproximadamente 30% da energia gerada em Manaus vão para o ralo em função dos consumidores ilegais. "Deixamos de investir no sistema e criar novas redes de distribuição para atender a demanda. Os problemas técnicos na rede e

Manaus Energia. "Ele assina primeiro uma notificação de corte por irregularidade e depois negocia a dívida, solicitando uma religação de urgência", explica o gerente.

A política da empresa é a de negociar as dívidas e regularizar

ANEXO 3

Balanço da Manaus Energia do exercício de 2002

	2002	2001 (RECLASSIFICADO)
RECEITA OPERACIONAL		
Fornecimento de energia elétrica	548.662	425.559
Suprimento de energia elétrica	1.589	1.078
Doações e subvenções - CCC	575.331	339.067
Outras receitas operacionais	6.520	6.294
	1.132.102	771.998
DEDUÇÕES A RECEITA OPERACIONAL		
ICMS	(131.248)	(100.851)
PASEP	(8.045)	(5.026)
COFINS	(33.869)	(23.055)
Quota para reserva global de reversão - RGR	(11.870)	(8.396)
Quota para conta de consumo combustível - CCC	(9.319)	(7.172)
	(194.351)	(144.500)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	937.751	627.498
CUSTO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		
Custo com energia elétrica		
Energia elétrica comprada para revenda	(195.043)	(146.670)
	(195.043)	(146.670)
Custo de operação		
Pessoal	(21.404)	(14.861)
Material	(6.168)	(8.276)
Serviços de terceiros	(22.847)	(15.987)
Combustível p/ produção de energia elétrica	(652.286)	(414.362)
Compensação financ. p/ utilização recursos hídricos	(2.086)	(1.815)
Depreciação e amortização	(72.006)	(81.462)
Outras	(17)	(830)
	(776.814)	(537.593)
	(971.857)	(684.263)
PREJUÍZO OPERACIONAL BRUTO	(34.106)	(56.765)
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(33.059)	(40.782)
Despesas gerais e administrativas	(40.249)	(16.607)
Outras despesas operacionais	(848)	(1.075)
	(74.156)	(58.464)
RESULTADO DO SERVIÇO	(108.262)	(115.229)
RECEITA (DESPESA) FINANCEIRA		
Acréscimos moratórios s/ energia vendida	5.140	4.480
Variação monetária ativa	54	360
Variação monetária passiva	(18.706)	(10.659)
Encargos de dívidas	(22.909)	(25.005)
Outras	(6.392)	(1.329)
	(42.813)	(32.153)
RESULTADO OPERACIONAL	(151.075)	(147.382)
RECEITA NÃO OPERACIONAL	-	-
DESPESA NÃO OPERACIONAL	(2)	(6.306)
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	(2)	(6.306)
Prejuízo do exercício	(151.077)	(153.688)
Prejuízo por ação - R\$	(0,09)	(0,09)

Fonte: Manaus Energia, 2002

ANEXO 4

Balanço de Massa para Controle de Combustão de Turbina LM 6000 de 35 MW

ENTRADA											
		Vazão mássica (kg/h)									
Combustível: PTE		C	8604	H	860,4	S	33,46	N	0	O	0
		Vazão molar (kgmol/h)									
		C	717,000	H	430,20	S	1,045625	N	0,00	O	0,00
Vazão	9560 kg/h										
Comburente:	Ar							N	0	O	0
Vazão	kg/h										
Pressão	mbar										
Temperatura	648 °C										
λ (adim):	1										
O₂ Estequiométrico											
O ₂ teórico	933,145625 kgmol/h										
O ₂ comburente	933,1456250 kgmol/h										
O ₂ resfriamento	5184,142361 kgmol/h										
O ₂ fumos	4250,996736 kgmol/h										
N₂ alimentado											
N ₂ real	23001,00283 kgmol/h										
SAÍDA											
Temperatura	480 °C										
Pressão	16,5 mbar										
Vazão molar (b.u.)	28185,14519 kgmol/h										
Vazão molar (b.s.)	27970,0452 kgmol/h										
Fumos (b.u.):		CO ₂	2,54	H ₂ O	1,53	O ₂	15,08	N ₂	81,61	SO ₂	
			%		%		%		%		%

Fumos (b.s.):		CO ₂	2,56		O ₂	15,20	N ₂	82,23	SO ₂	0,00	
Volume dos fumos (b.s.)	65,5315338 Nm ³ /kg										
Volume na Top (b.s.)	11,0959186 m ³ /kg	CO ₂	717,00	H ₂ O	430,20	O ₂	4.251,00	N ₂	23.001,00	SO ₂	1,05
Volume dos fumos (b.u.)	66,5394573 Nm ³ /kg		kgmol/h		kgmol/h		kgmol/h		kgmol/h		kgmol/h
Volume na Top (b.u.)	11,18125032 m ³ /kg										
Vazão massa fumos (b.u.)	819385,0347 kg/h	CO ₂	31.548,00	H ₂ O	7.743,60	O ₂	136.031,90	N ₂	644.028,08	SO ₂	66,92
Vazão massa fumos (b.s.)	811641,4347 kg/h		Kg/h		kg/h		kg/h		kg/h		kg/h
Balço de Massa			801,32		118,48		20.540,82		525.591,32		0,00

Dados adicionais para controle de combustão

Volume de O ₂ teórico	2,186284064 Nm ³ /kg
Volume de O ₂ na Top	7,3728558 Nm ³ /kg
Volume de ar teórico	10,4108765 Nm ³ /kg
Volume de ar na Top	35,10883721 Nm ³ /kg
Massa de O ₂ teórico	29860,66 kg/h
Massa de O ₂ real	29860,66 kg/h

ESTIMATIVA DE EMISSÕES

SO₂ 52,60036889 mg/Nm³

Fonte: Estudo do tratamento de óleo OPTE com aditivo FUEL POWER, 2004

Para cada kg de gases de escape foi medida a concentração média de 125×10^{-6} kg de CO³¹. A vazão de massa de fumos (b.u) é 684.755,5009 kg/h. Realizando uma regra de três obtém-se que são emitidos 85,594 kg/h de CO, ou seja, aproximadamente 735 ton/ano. Como a concessionária possui uma perda de aproximadamente 110.000 MWh/mês [$3,9 \times 10^8$ MJ/mês], a demanda média das perdas é aproximadamente 152 MW, o que significa 4,4 unidades geradoras de 35 MW operando continuamente para alimentar as perdas. Como uma unidade emite 740 ton/ano, tem-se que são emitidos anualmente 2.940 ton/ano de CO para a atmosfera.

Observação: com a adoção de aditivo em estudo a concentração média caiu para $10,5 \times 10^{-6}$ kg de CO.

³¹ CO – Monóxido de carbono

ANEXO 5

Código Penal Brasileiro

Parte Especial, Título II - Dos Crimes Contra o Patrimônio

Capítulo I – DO FURTO

Art. 155 – Subtrair, para si ou para outrem, coisa alheia móvel:

Pena – reclusão, de um a quatro anos, e multa.

.....
§ 3º: Equipara-se à coisa móvel a energia elétrica ou qualquer outra que tenha valor econômico.

Capítulo IV – DO DANO

Dano

Art. 163 – Destruir, inutilizar ou deteriorar coisa alheia:

Pena – detenção, de um a seis meses, ou multa.

Dano qualificado

Parágrafo único: Se o crime é cometido:

.....
III – contra o patrimônio da União, Estado, Município, empresa concessionária de serviços públicos ou sociedade de economia mista;

.....
Pena – detenção, de seis meses a três anos, e multa, além da pena correspondente à violência.

Capítulo VI – DO ESTELIONATO E OUTRAS FRAUDES

Estelionato

Art. 171 – Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil ou qualquer outro meio fraudulento:

Pena – reclusão, de um a cinco anos, e multa

Parte Especial, Título XI

Capítulo II – DOS CRIMES PRATICADOS POR PARTICULAR CONTRA A ADMINISTRAÇÃO GERAL.

Art. 336 – Rasgar ou, de qualquer forma, inutilizar ou conspurcar edital afixado por ordem de funcionário público; violar ou inutilizar sinal empregado, por determinação legal ou por ordem de funcionário público, para identificar ou cerrar qualquer objeto:

Pena – detenção, de um mês a um ano, ou multa.