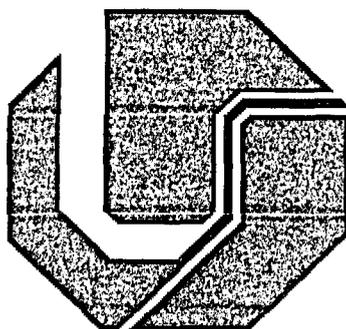


**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**



**UM NOVO MÉTODO DE COMPENSAÇÃO DE  
REATIVOS PARA ÁREAS RESIDENCIAIS E  
COMERCIAIS**

**FABIO LIMA DE ALBUQUERQUE**

**MARÇO DE 2001**

**SISBI/UFU**



1000202281

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA  
PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

M917  
637.3  
A.11.10m  
TES/ME

**UM NOVO MÉTODO DE COMPENSAÇÃO DE  
REATIVOS PARA ÁREAS RESIDENCIAIS E  
COMERCIAIS**

Dissertação apresentada por Fabio Lima de Albuquerque  
à Universidade Federal de Uberlândia para obtenção do  
título de Mestre em Engenharia Elétrica aprovada em  
19/03/2001 pela banca examinadora:

Prof. Aloísio de Oliveira, Dr. Eng. (Orientador - UFU)

Prof. Kleiber David Rodrigues, Dr. Eng. (UFU)

Prof. Ronan Marcelo Martins, Dr. Eng. (UNIT)

**UM NOVO MÉTODO DE COMPENSAÇÃO DE  
REATIVOS PARA ÁREAS RESIDENCIAIS E  
COMERCIAIS**

**FABIO LIMA DE ALBUQUERQUE**

Tese apresentada por Fabio Lima de Albuquerque à Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

---

Prof. Aloísio de Oliveira, Dr. Eng.  
Orientador

---

Prof. Luiz Carlos de Freitas, Dr. Eng.  
Coordenador do Curso de Pós-Graduação

**Dedico este trabalho aos meus queridos pais, Edson (in memoriam) e Teresa, e a meus irmãos Eder, Elson e Cibele pelo amor, dedicação e incentivo a mim dispensados, essenciais para o desenvolvimento deste trabalho.**

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela força e luz divina que sempre recebi, principalmente nos momentos mais difíceis.

Ao prof. Dr. Aloísio de Oliveira, orientador acadêmico, pelo apoio, paciência, confiança depositada e principalmente por fazer eu caminhar com passos certos para a realização deste trabalho.

À amiga Elizete Lucilana Soares, pelas valiosas discussões técnicas e inestimáveis sugestões.

À Joana e Gonçalo, secretários do curso de pós graduação, pela atenção de sempre.

Aos meus amigos e colegas de pós-graduação, pelo incentivo, apoio e companheirismo.

À CEMIG, pelas informações técnicas fornecidas.

À CAPES, pelo apoio financeiro.

A todos aqueles, que anonimamente participaram para a realização deste trabalho.

## RESUMO

A importância da energia elétrica na sociedade brasileira atual exige da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e das concessionárias a busca permanente da qualidade, garantia da continuidade e confiabilidade dos serviços prestados. Considerando a demanda brasileira, as cargas residenciais tem aumentado significativamente nos últimos anos e elas são agora responsáveis por cerca de 40% do consumo total de energia. Sob estas premissas, esta dissertação tem como objetivo a investigação das características destas cargas, através de simulações computacionais e medições práticas, apresentando seu impacto junto à rede de baixa tensão. É também analisado a aplicação de uma compensação de reativos localizada em cada residência, para reduzir as perdas técnicas no sistema.

## ABSTRACT

The importance of power supply in modern life has taken ANEEL (National Electrical Energy Agency) and utilities into a constant search for quality and to ensure non-interrupting and reliable services. Taking into account the Brazilian demand, the residential loads have increased significantly in the last years and they are now responsible for about 40% of the total energy consume. Within this context, this work seeks to investigate the characteristics of such load through computer simulation and field measurements, showing their demand impact on the low voltage distribution network. It is also analyzed the application of a Var compensation in each residence in order to reduce the power system technical losses.

## SUMÁRIO

- CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO GERAL
  - 1.1 – Aspectos Gerais----- 01
  - 1.2 – Objetivos da Dissertação----- 03
  - 1.3 – Estrutura da Dissertação----- 04
  
- CAPÍTULO II – AVALIAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA
  - 2.1 – Considerações Iniciais----- 06
  
  - 2.2 – Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição Elétrica----- 07
  
  - 2.3 – As Equações Utilizadas no Cálculo de Perdas dos Componentes do Sistema de Distribuição----- 09
    - 2.3.1 – Fator de Perda----- 09
    - 2.3.2 – Fator de Responsabilidade de Ponta ( $F_R$ )----- 11
    - 2.3.3 – Perda de Potência----- 11
    - 2.3.4 – Perda de Energia----- 12
  
  - 2.4 – Perdas nos Componentes de Uma Rede Típica de Distribuição----- 13
    - 2.4.1 – Perdas nos Condutores da Rede Primária----- 14
    - 2.4.2 – Perdas nos Transformadores de Distribuição----- 15

2.4.3 – Perdas nos Transformadores Rurais-----	21
2.4.4 – Perdas nos Condutores da Rede Secundária-----	22
2.4.5 – Perdas no Ramais de Serviço-----	24
2.4.6 – Perdas nas Conexões-----	25
2.4.7 – Perdas nos Medidores-----	26
2.4.8 – Perdas nos Reguladores de Tensão-----	27
2.4.9 – Perdas nos Capacitores-----	27
2.5 – Resultados das Perdas nos Componentes de um Sistema de Distribuição-----	28
2.5.1 – Impacto das Perdas Técnicas na Iluminação Pública-----	32
2.5.2 – Regulamento (NBR 5125)-----	36
2.5.3 – Uma Análise Simplificada dos Itens que Comprometem as Perdas Técnicas-----	37
2.6 – Considerações Finais-----	39
• CAPÍTULO III – FUNDAMENTOS BÁSICOS DA TEORIA DE CONECTORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	
3.1 – Considerações Iniciais-----	41
3.2 – Características dos Conectores-----	43
3.2.1 – Interface Metal-Metal-----	43
3.2.2 – Resistência Inicial de Contato-----	45

3.3 – Degradação da Conexões Elétricas-----	46
3.3.1 – Oxidação Superficial-----	47
3.3.2 – Microdeslizamento-----	48
3.3.3 – Relaxação de Tensões Mecânicas-----	48
3.4 – Teste de Avaliação-----	51
3.4.1 – Comparação das Perdas Entre Conectores-----	53
3.5 – Considerações Finais-----	55
• CAPÍTULO IV – PERFIL DO CONSUMO DE REATIVOS E GERAÇÃO DE HARMÔNICOS EM ÁREAS RESIDENCIAIS	
4.1 – Considerações Iniciais-----	56
4.2 – Perfil da Corrente e Tensão Instantânea Produzida por uma Residência-----	57
4.3 – Perfil do Consumo de Reativos e Geração de Harmônicos em Uma Instalação Elétrica Residencial Típica-----	63
4.3.1 – Potências, Ativa, Reativa e Fator de Potência-----	64
4.3.2 – Distorção Harmônica Total de Tensão e Corrente-----	67
4.3.3 – Modelagem Harmônica Adotada Para a Residência-----	69

4.4 – Avaliação do Fluxo Harmônico e da Circulação de Reativos Produzidos por um Conjunto de Residências na Rede de Distribuição em Baixa Tensão-----	70
4.4.1 – Descrição Geral do Sistema Adotado Para Estudo-----	71
4.4.2 – Casos Estudados-----	72
4.4.2.1 – Carregamento Leve-----	74
4.4.2.2 – Carregamento Médio-----	79
4.4.2.3 – Carregamento Nominal-----	84
4.5 – Impacto Financeiro das Perdas Técnicas Para a Concessionária e Para o Governo-----	91
4.6 – O Consumo e a Importância da Análise das Perdas-----	96
4.7 – Considerações Finais-----	102
• CAPÍTULO V – A INFLUÊNCIA DOS RAMAIS DE LIGAÇÃO, ENTRADA E CONECTORES NAS PERDAS TÉCNICAS	
5.1 – Considerações Iniciais-----	103
5.2 – Os Conectores e Ramais de Ligação-----	104
5.3 – Casos Estudados-----	107
5.3.1 – Carregamento Leve-----	108

5.3.2 – Carregamento Médio-----	112
5.3.3 – Carregamento Nominal-----	116
5.4 – Comentários Gerais Sobre os Resultados Obtidos nos Carregamentos: Leve, Médio e Nominal-----	121
5.5 – Impacto dos Conectores, Ramais de Ligação e Entrada nas Perdas Técnicas-----	121
5.6 – Considerações Finais-----	124
• CAPÍTULO VI – UMA PROPOSTA PARA REDUÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS NAS REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO	
6.1 - Considerações Iniciais-----	125
6.2 – Micro Usina Virtual (M.U.V.)-----	126
6.2.1 – Conexão da M.U.V. na Residência-----	128
6.3 – Casos Estudados-----	129
6.3.1 – Carregamento Médio-----	129
6.3.2 – Carregamento Nominal-----	133
6.4 – Comentários Gerais Sobre os Resultados Obtidos Para os Carregamentos: Médio e Nominal-----	138

6.5 – Impacto da Utilização da Micro Usina Virtual na Redução das Perdas Técnicas-----	139
6.6 – Considerações Finais-----	142
• CAPÍTULO VII – CONCLUSÕES GERAIS-----	143
• REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS-----	147

# Lista de Tabelas

2.1: Valores de perdas em um sistema típico de distribuição.....	09
2.2: Carregamento médio aritmético ( $\lambda_m$ ) e carregamento médio quadrático ( $\lambda_q$ ) para os transformadores de distribuição urbana, em (%).....	18
2.3: Valores médios de perda dos ensaios em vazio ( $p_0$ ) e em curto circuito ( $p_k$ ) dos transformadores de distribuição, em watts.....	18
2.4: Perda total dos transformadores num sistema de distribuição urbana.....	20
2.5: Valores de $k$ e $\delta$ para os tipos de circuito mais frequentes no sistema de distribuição.....	23
2.6: Perda de potência nos condutores da rede secundária, considerando $F_R = 0,9$ .....	24
2.7: Perdas percentuais.....	28
2.8: Perdas em KW e MWh.....	29
2.9: Perdas de arrecadação da concessionária e do ICMS pelo governo.....	30
2.10: Liberação de potência ativa, perdas de faturamento e a perda de recolhimento de ICMS do setor elétrico nacional devido à não correção do fator de potência da iluminação pública para 0,92.....	35
3.1: Perdas de energia nos conectores cunha e compressão.....	54
4.1: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.....	75
4.2: Potência e fator de potência no transformador.....	75
4.3: Perdas no transformador e na rede elétrica para carregamento leve.....	77

4.4: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.....	80
4.5: Potência e fator de potência no transformador.....	80
4.6: Perdas no transformador e na rede elétrica para condição de carga média.....	82
4.7: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.....	85
4.8: Potência e fator de potência no secundário do transformador.....	85
4.9: Perdas no transformador e na rede elétrica para condição de carga nominal.....	87
4.10: Compilação dos valores obtidos na simulação para o complexo elétrico residencial.....	90
4.11: Perdas totais obtidas nas simulações.....	92
4.12: Perdas totais de energia nos cabos e nos transformadores.....	94
4.13: Potência, perdas de energia e arrecadação financeira.....	95
4.14: Valores de consumo e recuperação de energia em BT no Brasil.....	98
4.15: Distribuição de consumidores e percentual de consumo em MG.....	98
4.16: Faturamento da CEMIG em porcentagem.....	99
4.17: Perfil do consumo e recuperação de energia em BT para Minas Gerais para o ano de 1999.....	100
4.18: Distribuição de consumidores e percentual de consumo em Uberlândia.....	101
4.19: Faturamento da CEMIG em porcentagem na cidade de Uberlândia....	101
4.20: Perfil do consumo e recuperação de energia em BT para Uberlândia para o ano de 1999.....	101

5.1: Tensões e correntes (fundamental e total)	
no secundário do transformador.....	108
5.2: Potência e fator de potência no secundário do transformador.....	108
5.3: Resultados das perdas ocorridas no transformador e na rede elétrica...110	
5.4: Tensões e correntes (fundamental e total)	
no secundário do transformador.....	112
5.5: Potência e fator de potência no secundário do transformador.....	112
5.9: Resultados das perdas ocorridas no transformador e na rede elétrica..114	
5.7: Tensões e correntes (fundamental e total)	
no secundário do transformador.....	116
5.8: Potência e fator de potência no secundário do transformador.....	116
5.9: Resultados das perdas ocorridas no transformador e na rede elétrica...118	
5.10: Compilação dos valores obtidos na simulação, considerando	
os conectores, ramais de entrada e de ligação.....	120
5.11: Perdas totais obtidas nas simulações.....	122
5.12: Perdas totais de energia nos cabos,	
transformadores, conectores e ramais.....	123
5.13: Aumento das perdas técnicas considerando os ramais e conectores...124	
6.1: Tensões e correntes (fundamental e total)	
no secundário do transformador.....	129
6.2: Potência e fator de potência no secundário do transformador.....	130
6.3: Resultados das perdas ocorridas no transformador e na rede elétrica...131	
6.5: Tensões e correntes (fundamental e total)	
no secundário do transformador.....	133
6.6: Potência e fator de potência no secundário do transformador.....	134
6.7: Resultados das perdas ocorridas no transformador e na rede elétrica...135	

6.8: Compilação dos valores obtidos na simulação com a implementação da compensação automática de reativos.....	137
6.9: perdas totais obtidas nas simulações.....	139
6.10: Análise da recuperação das perdas $RI_q^2$ e a disponibilidade de potência liberada ao sistema elétrico, para 381 transformadores.....	141

# Lista de Figuras

2.1: Perdas, em porcentagem, dos componentes da rede de distribuição.....	29
2.2: Perda financeira da concessionária e do governo em relação à arrecadação total anual.....	31
2.3: Liberação da potência ativa em função da correção do fator de potência para 0,92.....	32
2.4: Perdas financeiras em função das perdas reativas da iluminação pública.....	33
2.5: Perda de ICMS em função das perdas reativas.....	34
3.1: Diagrama esquemático da corrente de constrição em ponto de contato entre duas superfícies metálicas.....	44
3.2: Relação entre a resistência de contato e a pressão aplicada.....	49
3.3: Conexão por compressão.....	51
3.4: Teste de ciclo térmico dos conectores.....	53
4.1: Consumo residencial de energia elétrica por uso final.....	58
4.2: Consumo dos aparelhos eletrodomésticos na residência durante o mês.....	59
4.3: Registro das 02:00 horas.....	60
4.4: Registro das 10:00 horas.....	61
4.5: Registro das 15:30 horas.....	61
4.6: Registro das 19:40 horas.....	62
4.7: Perfil da potência ativa nas fases A, B e C.....	64
4.8: Perfil da potência reativa nas fases A, B e C.....	65
4.9: Perfil do fator de potência total nas fases A, B e C.....	66

4.10: Perfil da $DHI_T\%$ nas fases A, B e C.....	67
4.11: Perfil da $DHV_T\%$ nas fases A, B e C.....	68
4.12: Modelo equivalente de um consumidor doméstico.....	69
4.13: Diagrama da subestação.....	71
4.14: Diagrama da rede estudada.....	73
4.15: Potência Total no transformador.....	76
4.16: Potência Fundamental no transformador.....	76
4.17: Fator de Potência Total e Fundamental no transformador.....	76
4.18: Perda Total no transformador.....	78
4.19: Perda Fundamental no transformador.....	78
4.20: Perda Total na rede elétrica.....	78
4.21: Perda Fundamental na rede elétrica.....	79
4.22: Potência Total no transformador.....	81
4.23: Potência Fundamental no transformador.....	81
4.24: Fator de Potência Total e Fundamental no transformador.....	82
4.25: Perda Total no transformador.....	83
4.26: Perda Fundamental no transformador.....	83
4.27: Perda Total na rede elétrica.....	83
4.28: Perda Fundamental na rede elétrica.....	84
4.29: Potência Total no Transformador.....	86
4.30: Potência Fundamental no Transformador.....	86
4.31: Fator de Potência Total e Fundamental no Transformador.....	87
4.32: Perda Total no transformador.....	88
4.33: Perda Fundamental no transformador.....	89
4.34: Perda Total na rede elétrica.....	89
4.35: Perda Fundamental na rede elétrica.....	89
4.36: Curva característica de carregamento da rede elétrica.....	91

4.37: Perdas totais nos cabos e nos transformadores.....	94
4.38: Perda de arrecadação da concessionária e do governo.....	95
4.39: Consumo residencial, comercial e industrial no Brasil.....	97
5.1: Ramais de entrada e ligação em uma residência típica.....	105
5.2: Ramais de ligação e entrada interligando a rede de baixa tensão às residências.....	106
5.3: Potência total no transformador.....	109
5.4: Potência fundamental no transformador.....	109
5.5: Fator de potência total e fundamental no transformador.....	109
5.6: Perda total no transformador.....	110
5.7: Perda fundamental no transformador.....	110
5.8: Perda total na rede elétrica.....	111
5.9: Perda fundamental na rede elétrica.....	111
5.10: Potência total no transformador.....	113
5.11: Potência fundamental no transformador.....	113
5.12: Fator de potência total e fundamental do transformador.....	113
5.13: Perda total no transformador.....	114
5.14: Perda fundamental no transformador.....	114
5.15: Perda total na rede elétrica.....	115
5.16: Perda fundamental na rede elétrica.....	115
5.17: Potência total no transformador.....	117
5.18: Potência fundamental no transformador.....	117
5.19: Fator de potência total e fundamental no transformador.....	117
5.20: Perda total no transformador.....	118
5.21: Perda fundamental no transformador.....	118
5.22: Perda total na rede elétrica.....	119

5.23: Perda fundamental na rede elétrica.....	119
5.24: Perdas totais nos cabos, transformadores, ramais de entrada, ligação e conectores.....	123
6.1: MUV (Micro Usina Virtual) - (Patente nº 004967).....	127
6.2: Diagrama esquemático de um sistema de distribuição – conexão da MUV ao medidor de energia .....	128
6.3: Potência total no transformador.....	130
6.4: Potência fundamental no transformador.....	130
6.5: Fator de potência total e fundamental do transformador.....	131
6.6: Perda total no transformador.....	132
6.7: Perda fundamental no transformador.....	132
6.8: Perda total na rede elétrica.....	132
6.9: Perda fundamental na rede elétrica.....	133
6.10: Potência total no transformador.....	134
6.11: Potência fundamental no transformador.....	134
6.12: Fator de potência total e fundamental no transformador.....	135
6.13: Perda total no transformador.....	135
6.14: Perda fundamental no transformador.....	136
6.15: Perda total na rede elétrica.....	136
6.16: Perda fundamental na rede elétrica.....	136

---

# CAPÍTULO I

## INTRODUÇÃO GERAL

### **1.1 - ASPECTOS GERAIS**

A importância da energia elétrica na sociedade atual, gerando trabalho e proporcionando conforto à população, exige das concessionárias a busca constante da qualidade, garantia da continuidade e confiabilidade dos serviços prestados.

Historicamente, o mundo da eletricidade tem direcionado suas atenções para o lado da oferta, ou seja, para a produção de energia. Nos últimos anos, porém, a busca de eficiência energética, impulsionada por pressões ambientais, pelo encarecimento dos combustíveis, pelo crescimento e desenvolvimento das populações e pela escassez de recursos para novos investimentos na expansão da capacidade geradora, vem levando as empresas do setor a se preocuparem também com o lado da demanda, ou seja, com a utilização de energia. Assim, para satisfazer as necessidades de energia a curto e longo prazos, hoje o GLD (Gerenciamento Pelo Lado da Demanda) deve ser considerado de suma importância[1].

---

---

Esses programas também ajudam na conservação dos recursos naturais, colaborando para o desenvolvimento sustentado. Deve-se comentar, ainda, que além dos potenciais técnicos e econômicos, existe o potencial relacionado com a visão da energia elétrica como fator de desenvolvimento sócio-econômico de uma região. Esta visão tem sido pouco ou nada explorada como suporte de desenvolvimento sustentável.

O investimento em eficiência energética significa, além da possibilidade de adiamento de obras em geração, a redução de consumo de combustível na usina, das perdas de transmissão e distribuição e dos impactos ambientais associados com a geração e o transporte de energia.

Portanto, tendo como base a necessidade da exploração de estudos que enfoquem o uso otimizado da energia elétrica, é prioridade neste trabalho a redução das perdas e realizar a compensação localizada de reativos, favorecendo tanto a concessionária como a sociedade se for englobado a um contexto geral.

---

---

## 1.2 - OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

Verificando a importância de se realizar um reconhecimento sobre as perdas da energia elétrica em um sistema de distribuição e desenvolver métodos para amenizá-las, esta dissertação tem como proposta, essencialmente, os seguintes objetivos:

- Investigar teoricamente as perdas de energia elétrica no sistema de distribuição, mostrando como ocorrem, em que percentual e em quais componentes do sistema isto acontece;
  - Discutir sobre conectores e evidenciar o seu comportamento num sistema elétrico. Principalmente apresentar as perdas adicionais que eles acrescentam na distribuição, quando considerados nas análises;
  - Analisar o comportamento das cargas elétricas residenciais e comerciais quanto aos harmônicos gerados por estas e seu fator de potência e o quanto isto influencia nas perdas de energia na distribuição;
  - Implementar os conectores e ramais de ligação com o propósito de verificar o impacto nas perdas globais. Neste contexto a dissertação também procura um enfoque até então desconsiderado nos estudos associados às perdas técnicas;
  - Apresentar uma nova proposta de redução das perdas técnicas nas redes elétricas de distribuição de energia, implementando a compensação localizada entre a residência e a supridora de energia.
-

---

## 1.3 - ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Visando atingir as metas de trabalho na área de racionalização e qualidade da energia elétrica, esta dissertação apresentará a seguinte estrutura:

**Capítulo II** - Este capítulo dedica-se a realizar uma ampla avaliação das perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica.

**Capítulo III** - Destina-se a apresentar os fundamentos básicos da teoria dos conectores elétricos no sistema e sua importância na determinação das perdas elétricas.

**Capítulo IV** - Tem por função apresentar um estudo envolvendo cargas elétricas residenciais e comerciais sob o enfoque de perdas elétricas nos cabos e transformadores da rede de distribuição.

**Capítulo V** - Procede a inclusão dos conectores, ramais de ligação e ramais de entrada, nas análises do capítulo IV, evidenciando as diferenças entre as duas situações operacionais.

---

**Capítulo VI** - Apresenta uma proposta de redução de perdas técnicas no sistema de distribuição, usando a compensação de reativos localizada.

**Capítulo VII** - Destina-se a concluir o trabalho como um todo e indicar futuras investigações.

---

---

## **CAPÍTULO II**

# **AVALIAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA**

### **2.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Aproximadamente 15% da energia gerada no Brasil é perdida no próprio sistema elétrico, sendo a área de distribuição a maior responsável[2]. O custo/benefício na ação para a diminuição destas perdas é atrativo, considerando principalmente que o custo de geração e transmissão tem aumentado e continuará aumentando com o passar dos anos. Por isso, é fundamental que uma empresa distribuidora de energia acompanhe sistematicamente estes níveis nos vários segmentos do sistema elétrico, determinando suas causas e atuando sistematicamente sobre elas, visando orientar as providências nos locais onde elas podem ser economicamente reduzidas[2]. Assim, um programa eficaz de controle e combate às perdas não apenas resulta em aumento de faturamento e redução de custos, como também na melhoria da qualidade do fornecimento. Este aumento na eficiência implica conservação de energia, preservando fontes primárias e reduzindo a agressão ao meio ambiente.

Neste contexto, este capítulo tem por objetivo apresentar as equações básicas empregada no cálculo de perdas em componentes do sistema de distribuição.

---

No intuito de qualificar e quantificar as perdas de energia e potência no sistema de distribuição, destacar-se-á, em particular, os percentuais destas provocadas pelos transformadores, cabos, conectores e ramais.

Finalmente o capítulo exemplifica o impacto das perdas técnicas na iluminação pública, a influência na arrecadação do ICMS e a importância do Regulamento (NBR 5125).

## **2.2 - PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA**

Um sistema elétrico é composto por uma série de equipamentos dedicados à geração, transformação, transporte e distribuição de energia elétrica. Em cada elemento, devido a diferentes causas, são produzidas as perdas elétricas, principalmente na forma de dissipação de calor. Essas são denominadas perdas técnicas e são decorrentes das condições próprias das instalações e operação, sendo provocadas pela circulação da corrente elétrica, em função das características da rede e das cargas que atende. Produzidas em todos os níveis, elas vão desde as barras de saída das unidades geradoras até a chegada aos consumidores, ou seja, nos transformadores primários, nas linhas de transmissão, circuitos primários e secundários de distribuição, ramais de ligação e equipamentos de medição[3].

As perdas estão associadas às propriedades físicas dos componentes do sistema elétrico, sendo inerentes aos processos de condução e transformação da energia elétrica e analisadas segundo o seu tipo ou segundo sua causa.

**(i) Tipos** - Quanto ao tipo, podem ser classificadas relativamente ao estágio do processo e, em seguida, ao equipamento/componente em que ocorrem.

- **Transporte:**
  - linhas de transmissão;
  - linhas de subtransmissão;
  - alimentação de distribuição, tensão primária;
  - ramais de distribuição, tensão secundária.
  
- **Transformação:**
  - transmissão/subtransmissão;
  - subtransmissão/distribuição;
  - transformadores de distribuição;
  - transformadores elevadores de usinas.
  
- **Medição** - São produzidas nos equipamentos de medição, incluindo-se aí as perdas nos transformadores (TP e TC) no caso de medições indiretas.

(ii) **Causas** - Classificadas quanto aos fenômenos elétricos variáveis (efeito Joule) e constantes (efeito corona e correntes parasitas ou histerese).

A tabela 2.1[2] procura evidenciar as análises realizadas em sistemas de distribuição típicos e as perdas, que podem ser classificadas em:

- **perdas na transmissão e SEs:** 2,51% (ou 35% do total de perdas);
  - **perdas no sistema de distribuição:** 4,67% (ou 65% do total de perdas).
-

**Tabela 2.1: Valores de perdas em um sistema típico de distribuição[2].**

<b>Componentes do sistema Elétrico</b>	<b>Perdas %</b>	<b>Total %</b>
Ramais de serviço e entrada	1,88	0,14
Medidores	3,22	0,23
Rede secundária	18,25	1,31
Transformador de distribuição	15,43	1,11
Capacitores e reguladores de rede	0,74	0,05
Rede primária	15,98	1,15
Transformador/regulador da S/E	9,59	0,69
Sistema de transmissão	25,34	1,82
Perdas miscelânea	9,57	0,68
<b>Total</b>	<b>100,00</b>	<b>7,18</b>

## **2.3 - AS EQUAÇÕES UTILIZADAS NO CÁLCULO DE PERDAS DOS COMPONENTES DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.**

Na sequência serão apresentados métodos de cálculo de perdas de energia e de potência, de forma integrada num sistema de distribuição de energia elétrica, através de alguns métodos inéditos e outros advindos de métodos já empregados em sistemas de distribuição e em função do comportamento do carregamento da linha, do horário e do dia da semana[4].

### **2.3.1 - FATOR DE PERDA**

O fator de perda ( $F_p$ ) é a razão da perda de potência média pela perda de potência máxima, no mesmo período. Este fator é o caminho normalmente

usado para se conhecer a perda de energia partindo-se da perda de potência, e vice e versa, como pode ser comprovado posteriormente.

No caso de perdas resistivas, os fatores de perda são usualmente calculados através de equações na forma parabólica, segundo a equação (1).

$$F_p = aF_c + (1-a)F_c^2 \quad (1)$$

“ $F_c$ ” é o fator de carga calculado para a potência ativa e “ $a$ ” é uma constante que depende da forma da curva de carga. Os valores mais comuns existentes de “ $a$ ” estão entre 0,15 e 0,3 [4].

O fator de perda calculado pela equação (1) pode variar consideravelmente, a depender do valor de “ $a$ ” utilizado, principalmente quando se trata de pequenos valores de “ $F_c$ ”. Devido a isso, desenvolveu-se a equação (2), adequada às características das cargas tradicionais dos sistemas de distribuição.

$$F_p = F_c^{1,65} \quad (2)$$

Recomenda-se um expoente para “ $F_c$ ” que pode variar de 1,55 a 1,80, de acordo com as características da carga. O valor de 1,65, entretanto, é o mais representativo quando deseja-se um tratamento genérico, onde se pressupõe-se, tanto pela equação (1) quanto pela equação (2), que as cargas variam uniformemente em todas as barras (curvas de carga são as mesmas em cada ponto do sistema).

### 2.3.2 - FATOR DE RESPONSABILIDADE DE PONTA ( $F_R$ )

É a razão da demanda solicitada por um consumidor, grupo de consumidores ou por uma parte ou partes de um sistema, no instante de máximo consumo, para a soma das demandas máximas de cada consumidor. Nas aplicações aos dados do mesmo, o fator de responsabilidade de ponta refere-se sempre à demanda máxima global do sistema e verifica-se que 0,9 é normalmente um valor adequado.

### 2.3.3 - PERDA DE POTÊNCIA

O cálculo da perda de potência depende do tipo do fenômeno físico que a provoca. Em sistemas elétricos, a maior parte da perda é do tipo resistiva, ou seja, deve-se ao efeito Joule. Uma outra pequena parcela é provocada por histerese no núcleo dos transformadores e existem outras parcelas que são provocadas por corona, correntes de fuga, aquecimento em dielétricos devido a variações em campos elétricos, etc., cujas contribuições são muito pequenas ou mesmo desprezíveis.

A perda de potência máxima resistiva “ $p$ ”, em um componente de circuito com resistência  $R$ , é proporcional ao quadrado da corrente máxima  $I_q$  que o atravessa, ou seja:  $P = RI_q^2$ .

Em sistemas elétricos de potência, onde  $n$  componentes de circuito são interligados, a perda de potência resistiva máxima total “ $p_T$ ” nesse conjunto de componentes, pode ser calculada somando-se as contribuições de perda de todos os componentes envolvidos, conforme a equação (3).

$$P_T = \sum_i^N R_i (F_R I_i)^2 = F_R^2 \sum_i^N R_i I_i^2 \quad (3)$$

“ $R_i$ ” e “ $I_i$ ”, com  $i = 1, 2, \dots, n$ , representam, respectivamente, as resistências e as correntes máximas dos componentes.

### 2.3.4 - PERDA DE ENERGIA

A perda de energia “ $w$ ” em um componente de circuito, no período “ $\Delta t$ ”, pode ser calculada pela equação (4) a partir da perda de potência máxima “ $p$ ” nesse componente.

$$w = \Delta t p F_\pi \quad (4)$$

Onde, “ $F_\pi$ ” é fator de perda relativo à demanda de perda do componente individual.

Considerando-se que “ $w_T$ ” é a soma das perdas de energia dos componentes individuais, temos a equação (5):

$$w_T = \Delta t \sum_i^N R_i I_i^2 F_{\pi i} \quad (5)$$

Admitindo-se que as cargas variam uniformemente em todas as barras, tem-se que  $F_{\pi i} = F_p$ . Substituindo-se na equação acima o valor de  $\sum R_i I_i^2 =$

$(p_T)/F_R^2$ , retirado da equação (3), onde admite-se  $F_{pi} = F_P$ , obtém-se a equação (6).

$$w_t = \Delta t p_t \left( \frac{F_P}{F_R} \right)^2 \quad (6)$$

Em função das equações (5) e (6) e considerando  $\Delta t = 8760$  horas, referente ao período de um ano, e dividindo-se o segundo membro da equação por mil, para que o valor de “ $w_t$ ” seja dado em MWh e “ $p_t$ ” em KW, obtém-se a forma da equação (7).

$$w_T = 8,76 p_T \left( \frac{F_P}{F_R} \right)^2 \quad (7)$$

Assim a equação (7) representa a perda resistiva de energia anual total “ $w_T$ ”, em MWh, de um conjunto de componentes de um sistema elétrico, calculada a partir da perda de potência máxima total correspondente “ $p_T$ ”, em KW. Nesta equação, “ $F_P$ ” representa o fator de perda relativo à demanda de perda do conjunto de componentes.

## 2.4 - PERDAS NOS COMPONENTES DE UMA REDE TÍPICA DE DISTRIBUIÇÃO.

Este item tem por finalidade qualificar e quantificar numericamente as perdas dos componentes utilizados em um sistema de distribuição de energia

elétrica, mostrando suas características físicas e elétricas e os tipos de perdas correspondentes. Para tanto, considerar-se-ão os seguintes itens:

- perdas nos condutores da rede primária;
- perdas nos transformadores de distribuição;
- perdas nos transformadores rurais;
- perdas nos condutores da rede secundária;
- perdas nos ramais de serviço;
- perdas nas conexões;
- perdas nos medidores;
- perdas nos reguladores de tensão;
- perdas nos capacitores.

#### **2.4.1 - PERDAS NOS CONDUTORES DA REDE PRIMÁRIA**

As perdas nos condutores da rede de distribuição são praticamente consequências da dissipação térmica, provocada pela passagem da corrente de carga através da resistência dos condutores. No processo de cálculo adotado para a rede primária consideram-se circuitos equilibrados e admite-se um erro aproximado menor que 1% (redes aéreas com três fios).

O método que apresenta os melhores resultados é a aplicação de um programa computacional de fluxo de carga para todos os alimentadores. Recomenda-se um modelo de carga do tipo potência constante para os grandes consumidores (pois suas demandas são medidas) e do tipo corrente constante, quando houver predominância de cargas residenciais e comerciais.

---

## 2.4.2 - PERDAS NOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A perda de energia em um transformador pode ser dividida em duas partes:

- perdas no ferro;
- perdas no cobre.

### *a - Perdas no ferro*

São provocadas, quase que inteiramente, por histerese e por correntes parasitas induzidas no núcleo do transformador e, praticamente, não são afetadas pela corrente de carga. As correntes parasitas dissipam energia devido ao efeito Joule. A perda por histerese é a energia despendida para orientar os domínios magnéticos de um material, no caso o núcleo dos transformadores, na direção de um campo magnético alternado.

As perdas no ferro são sensíveis à tensão de operação da rede. Contudo, em sistemas de distribuição com muitos transformadores, a consideração dessa influência no cálculo da perda total é complexa devido às variações comuns da tensão de operação. Ao mesmo tempo, as próprias variações de tensão podem compensar, de certa forma, esse efeito, tornando-o desprezível no conjunto, considerando a perda no ferro constante e  $F_p = 1$ .

Como as perdas no ferro são independentes da corrente de carga, para o seu cálculo não se pode usar a equação (3). Neste caso, utiliza-se a equação (8) para calcular a perda de potência total no ferro de “*n*” transformadores do mesmo tipo.

---

$$p_t = np_{0m} \quad (8)$$

Onde “ $p_{0m}$ ” é a perda média dos ensaios em vazio dos “ $n$ ” transformadores de mesma potência, mesmo número de fases e mesma classe de tensão.

Por outro lado, a perda de energia correspondente, em MWh, pode ser calculada pela equação (9), para “ $p_t$ ” em KW.

$$w_t = 8,76p_t \quad (9)$$

### ***b - Perdas no cobre***

Devem-se à dissipação térmica provocada pela passagem de corrente através dos enrolamentos e inclui uma pequena parcela de perdas adicionais no tanque e outras partes metálicas do transformador, provocadas pelo fluxo de dispersão.

A perda de potência no cobre de um único transformador pode ser calculada pela equação (10).

$$p = \lambda^2 p_K \quad (10)$$

Onde “ $\lambda$ ” é o carregamento do transformador, em *pu*, e “ $p_K$ ” é a perda do ensaio de curto circuito.

---

Para “ $n$ ” transformadores do mesmo tipo, a perda total no cobre pode ser recalculada pela equação (11).

$$p_t = n p_{km} F_R^2 \lambda_q^2 \quad (11)$$

Sendo “ $p_{km}$ ” a perda média dos ensaios em curto circuito dos “ $n$ ” transformadores, considerando que estes operam nas condições previstas nestes ensaios. Quanto ao carregamento médio quadrático “ $\lambda_q$ ”, este é dado pela equação (12).

$$\lambda_q = \sqrt{\frac{\sum_i^N \lambda_i^2}{n}} \quad (12)$$

Onde “ $\lambda_i$ ” representa os carregamentos individuais e obtidos os valores por um processo de amostragem.

O uso do carregamento médio quadrático em lugar do médio aritmético é necessário devido à proporcionalidade da perda com o quadrado da corrente, produzindo uma perda total menor. Esta redução é tanto maior quanto mais acentuada for a dispersão entre os carregamentos individuais. A tabela 2.2 mostra os dois tipos de média calculadas para os transformadores de distribuição urbana.

**Tabela 2.2: Carregamento médio aritmético ( $\lambda_m$ ) e carregamento médio quadrático ( $\lambda_q$ ) para os transformadores de distribuição urbana, em (%).**

KVA	$\lambda_m$ (%)	$\lambda_q$ (%)
15	70	82
30	75	89
45	70	76
75	60	65
112,5	48	53
150	39	42
225	32	35
300	24	29

Os valores médios de ensaio das perdas no cobre e no ferro para os transformadores de distribuição são mostrados na tabela 2.3[4].

**Tabela 2.3: Valores médios de perda dos ensaios em vazio ( $p_0$ ) e em curto circuito ( $p_k$ ) dos transformadores de distribuição, em watts.**

	KVA	Transformadores 15 [KV]		Transformadores 34,5 [KV]	
		$P_0$ [W]	$P_k$ [W]	$P_0$ [W]	$P_k$ [W]
<b>Monofá- Sico</b>	3	40	78	50	75
	5	48	113	60	120
	10	64	197	70	220
	15	84	285	85	290
	25	120	410	130	432
	37,5	170	550	205	605
<b>Trifá- Sico</b>	15	115	320	118	330
	30	180	560	190	640
	45	220	760	245	870
	75	340	1.110	340	1.145
	112,5	460	1.490	520	1.660
	150	640	1.910	715	2.145
	225	900	2.700	970	2.910
	300	1.120	3.360	1.200	3.600
500	1.358	4.830			

Alguns efeitos sobre as perdas nos transformadores, devido ao modo de operação do sistema ou ao meio ambiente, são desprezados por causa do difícil equacionamento e por não apresentarem alterações substanciais nos resultados. Cita-se, por exemplo, o desequilíbrio de correntes, tensões de operações diferentes das tensões de placa, ajustes de tapes, variação da resistência dos enrolamentos com a temperatura, etc. Alguns desses itens provocam um pequeno aumento nas perdas e outros, uma pequena diminuição.

Por outro lado a tabela 2.4 mostra os resultados dos cálculos das perdas no ferro e no cobre dos transformadores de um sistema de distribuição urbana atual, onde:

- $V$  = Tensão do transformador em KV;
  - $S$  = Potência do transformador em KVA;
  - $N$  = Número de transformadores;
  - $\lambda_q(\%)$  = Carregamento médio quadrático do transformador;
  - $F_c(\%)$  = Fator de carga.
-

Tabela 2.4: Perda total dos transformadores num sistema de distribuição urbana.

S [KVA]	N.º de Fases	V [KV]	N	Perda no Ferro por trafo [W]	$\lambda_q(\%)$	F <sub>c</sub> (%)	Perda no cobre por trafo [W]
10	1	13,8	1.550	63,90	82	23,0	108,40
15	1	13,8	2.150	84,20	82	25,4	156,75
15	1	34,5	106	84,90	82	25,4	160,38
15	3	13,8	5.380	115,10	82	25,4	176,00
15	3	34,5	385	116,90	82	25,4	181,82
25	1	13,8	630	120,65	82	28,8	225,40
30	3	13,8	7.498	180,10	89	30,1	355,30
30	3	34,5	550	190,90	89	30,1	407,30
45	3	13,8	7.468	220,00	76	33,3	356,60
45	3	34,5	415	245,80	76	33,3	409,64
75	3	13,8	5.816	340,00	65	37,7	382,00
75	3	34,5	160	337,50	65	37,7	400,00
112,5	3	13,8	2.480	460,10	53	41,7	332,26
150	3	13,8	262	641,20	42	44,7	274,81
225	3	13,8	196	898,00	35	49,4	260,20
300	3	13,8	16	1.125,00	29	50,0	250,00
500	3	13,8	17	1.353,00	29	50,0	353,00
<b>Total</b>			<b>35.079</b>	<b>7.786,00</b>			<b>10.645,00</b>

Embora a conotação deste capítulo seja apenas de apresentar as equações básicas, a título de exemplo é determinada pela tabela 2.4 as perdas totais de potência no ferro. Para a perda de energia correspondente no ano, têm-se:

$$w_t = 8,76 * 7.786 = 68.205 \text{ [MWh/ano]}$$

Para o cobre o referido cálculo é obtido da equação (11) dos grupo de transformadores da tabela 2.4, com um fator de responsabilidade de ponta de

0,9. Em relação à perda total de energia, aplica-se a equação (5) para grupos distintos, enquanto que os fatores de perda são calculados pela equação (2). Portanto, admitem-se os fatores de carga médios propostos na referência [4], em função da potência dos transformadores indicados na tabela 2.3.

A perda total nos transformadores é a soma da perda no ferro com a perda no cobre, determinando:

- perda total de potência:  $10.645 + 7.786 = 18.431$  [KW];
- perda total de energia:  $68.205 + 18.666 = 86.871$  [MWh/ano].

### 2.4.3 - PERDAS NOS TRANSFORMADORES RURAIS

O carregamento médio dos transformadores de distribuição rural é estimado em 25% e, para os transformadores rurais particulares, em 15%. Neste caso, os dados disponíveis não permitem distinguir o carregamento médio quadrático do médio aritmético. Adota-se  $F_R = 0,9$  e  $F_C = 0,15$ . O fator de perda correspondente, pela equação (2), é 0,044.

No caso de redes de distribuição típicas em meios rurais, as perdas nesses transformadores representam, em média, 33% de sua demanda e referem-se basicamente às perdas no ferro.

#### 2.4.4 - PERDAS NOS CONDUTORES DA REDE SECUNDÁRIA

A perda de potência total nos condutores da rede secundária, em KW, pode ser calculada pela equação (13).

$$p_t = F_R k \sigma n_s (KVA) \Delta V \quad (13)$$

Onde:

- $n_s$  - Número de circuitos secundários com cabos de mesma bitola no circuito principal, derivados de transformadores de mesma potência nominal em KVA;
- $\lambda_m$  - Carregamento médio;
- $\Delta V$  - Média das quedas de tensão máximas nos circuitos secundários derivados dos “ $n_s$ ” transformadores, considerando os circuitos balanceados;
- $\delta$  - Fator de desbalanceamento;
- $k$  - Constante em função da bitola dos condutores no circuito principal da rede secundária (determinada por processo estatístico).

A tabela 2.5 indica os valores de “ $k$ ” para os tipos de circuitos aéreos mais frequentes. As bitolas dos circuitos principais indicadas referem-se aos dois ou três primeiros vãos de cada lado do transformador. Os valores de “ $\Delta V$ ” adotados para os circuitos de distribuição encontram-se na tabela 2.6. São tomados os valores de “ $\Delta V$ ” correspondentes a circuitos balanceados. Na prática, os valores médios de “ $\Delta V$ ” são um pouco maiores, devido ao

desbalanceamento que comumente ocorre. O sistema de distribuição utilizado já foi representado anteriormente.

**Tabela 2.5: Valores de  $k$  e  $\delta$  para os tipos de circuito mais frequentes no sistema de distribuição.**

k	$\delta$	Bitola do circuito principal	
		AWG Al	mm <sup>2</sup> Cu
0,72	1,100	4	
0,67	1,120	2	
0,61	1,135	1/0	35
0,58	1,162	4/0	70

**Tabela 2.6: Perda de potência nos condutores da rede secundária, considerando  $F_R = 0,9$ .**

KVA	$n_s$	k	$\delta$	$\lambda_m$	$\Delta V(\%)$	$F_P(\%)$	Perdas [KW]
10	1.550	0,72	1,1	0,70	3,0	8,8	209
15	8.021	0,72	1,1	0,70	3,5	10,4	1.892
25	630	0,67	1,12	0,70	4,5	12,8	301
30	8.048	0,67	1,12	0,75	4,5	13,8	4.953
45	5.518	0,67	1,12	0,70	4,5	16,3	4.753
45	2.365	0,61	1,135	0,70	4,5	16,3	1.880
75	5.050	0,61	1,135	0,60	4,5	20,0	5.735
75	926	0,58	1,165	0,60	4,5	20,0	1.026
112,5	1.690	0,61	1,135	0,48	4,5	23,6	2.302
112,5	790	0,58	1,165	0,48	4,5	23,6	1.050
150	262	0,58	1,165	0,39	4,5	26,5	377
225	196	0,58	1,165	0,32	4,5	31,2	348
300	16	0,58	1,165	0,24	4,5	31,9	29
500	17	0,58	1,165	0,24	4,5	31,9	51
<b>Total</b>	<b>35.079</b>						<b>24.906</b>

Nesta tabela, são desprezadas as alterações na perda devido à diferentes tensões secundárias e as simulações executadas na referência [4] indicam que,

para o mesmo valor de queda de tensão, a perda praticamente não varia com a tensão secundária de operação.

O fator de desbalanceamento “ $\delta$ ” depende, principalmente, do desequilíbrio entre as correntes de fase e das bitolas dos condutores das fases e do neutro. A tabela 2.5 indica os valores médios de “ $\delta$ ” encontrados para redes aéreas trifásicas de distribuição (com quatro fios), supondo que, em média, a maior corrente é 20% superior a corrente média das fases e que as tensões nos bornes secundários dos transformadores são equilibradas. Por outro lado, a tabela 2.6 mostra os resultados dos cálculos das perdas de potência nos condutores da rede secundária, derivados dos transformadores de distribuição. Os fatores de perda indicados são os mesmos usados para o cálculo da perda no cobre dos transformadores de distribuição urbana.

Encontra-se a perda de energia aplicando-se a equação (5) para cada tipo de circuito da tabela 2.6.

#### 2.4.5 - PERDAS NOS RAMAIS DE SERVIÇO

O ramal de serviço é o componente de circuito que conecta a rede ao ponto de medição do consumidor. A perda nos ramos de serviço pode ser calculada pela equação (14).

$$P_t = F_R^2 R I^2 (2N_1 + 3N_2 + 3,5N_3) \quad (14)$$

Onde: “R” é a resistência média dos condutores. “I” é a média dos valores absolutos das correntes nos condutores de fase, coincidente com a demanda

máxima do transformador de distribuição correspondente. Admite-se que, em média, a corrente em uma fase de um consumidor monofásico seja igual à corrente em uma fase de um consumidor trifásico. Nesta aproximação, a potência entregue ao consumidor trifásico é, em média, o triplo da potência entregue ao consumidor monofásico. “ $N_1$ ”, “ $N_2$ ” e “ $N_3$ ” são os números de consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos, respectivamente.

O aumento das perdas devido ao desequilíbrio entre as correntes de fase dos consumidores trifásicos é considerado na constante 3,5 que multiplica “ $N_3$ ”. Para os consumidores bifásicos, esse efeito é desprezado.

Nos sistemas de distribuição, admite-se um ramal de serviço médio de 15m. A corrente média por condutor de fase é calculada com base na demanda total entregue aos circuitos secundários, que é obtida através dos carregamentos médios dos circuitos secundários da tabela 2.6. Deve-se subtrair desta, a demanda total de iluminação pública e a perda total na rede secundária. O processo de cálculo empregado faz com que os fatores de carga sejam os mesmos para transformadores de distribuição e ramais de serviço.

#### 2.4.6 - PERDAS NAS CONEXÕES

A resistência de contato de uma conexão provoca um aquecimento adicional na massa metálica envolvida, aumentando a perda na rede de distribuição. Essa perda pode variar drasticamente conforme o grau de agressividade do meio ambiente, os materiais usados ou a qualidade da mão de obra utilizada na instalação.

Pouco se tem pesquisado com relação à contribuição da perda nas conexões da rede de distribuição para a perda total no sistema.

Para se estimar a ordem de grandeza da perda total nas conexões da rede de distribuição, supõe-se que as conexões com diferenças elevadas de temperatura apresentam uma perda média de 3,5 [W] por unidade. Admitindo-se que existem, em média, dez conexões por alimentador primário e por circuito secundário, nessa situação, obtém-se, aproximadamente um total de 350.000 conexões em um sistema de distribuição que transporta uma potência de 1.200 [MW] apresentando diferenças de temperatura elevadas, em relação ao condutor. Novamente a título de exemplificar numericamente a perda de potência total, com  $F_R = 0,9$ , pode-se atingir um valor estimado de:

$$p_t = 3,5 \times 350.000 \times 0,9^2 = 992,25 \text{ [KW]}$$

Para calcular a perda de energia, admite-se que a temperatura da conexão varie da mesma forma que a do condutor, durante o ciclo de carga e aplica-se a equação (5) para um fator de perda médio estimado de 0,2 [4], obtendo-se:

$$w_t = 8,76 \times 992,25 \times (0,2/0,9^2) = 2.146 \text{ [MWh]}$$

#### 2.4.7 - PERDAS NOS MEDIDORES

A perda interna dos medidores é dividida entre os consumidores e a concessionária. Ela ocorre basicamente nas bobinas de potencial e bobinas de corrente. A perda nas bobinas de corrente é registrada nos medidores e, assim,

assumida pelos consumidores. Já a perda nas bobinas de potencial é de responsabilidade da concessionária e representa cerca de 1,2 [W] por bobina. Os medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos, para medições em baixa tensão, possuem uma, duas e três bobinas, respectivamente. Os medidores trifásicos, para medição em tensão primária, possuem duas bobinas.

#### **2.4.8 - PERDAS NOS REGULADORES DE TENSÃO**

Para calcular a perda nos reguladores de tensão, consideram-se os valores médios das perdas no cobre e das perdas no ferro obtidos nos ensaios ou fornecidos pelo fabricante. O carregamento dos reguladores depende de seus ajustes e das variações de tensão a que são submetidos.

No cálculo da perda nos reguladores instalados nas redes de distribuição, admite-se um carregamento médio de 35%, um fator de perda médio de 25% e  $F_R = 0,9$  [4].

#### **2.4.9 - PERDAS NOS CAPACITORES**

O dielétrico do capacitor absorve uma parte da energia do campo elétrico variável a que é submetido e a dissipa sob a forma de calor. Essa perda depende do tipo de isolante empregado. As células com isolante do tipo papel impregnado possuem uma perda média em torno de 2,00 [W/KVAr] e as células com filme isolante, 0,2 [W/KVAr]. Nos últimos anos os fabricantes de capacitores têm preferido confeccionar apenas células com filme isolante, por causa de seu melhor desempenho. Para calcular a perda de energia, deve-se considerar o regime de operação dos bancos automáticos.

## 2.5 - RESULTADOS DAS PERDAS NOS COMPONENTES DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.

A tabela 2.7 procura evidenciar as estimativas das perdas como uma porcentagem da energia total requerida de 7.346.761 [MWh], enquanto que as de potência são calculadas para coincidirem com a demanda máxima global de 1.222 [MW][4].

*Tabela 2.7: Perdas percentuais.*

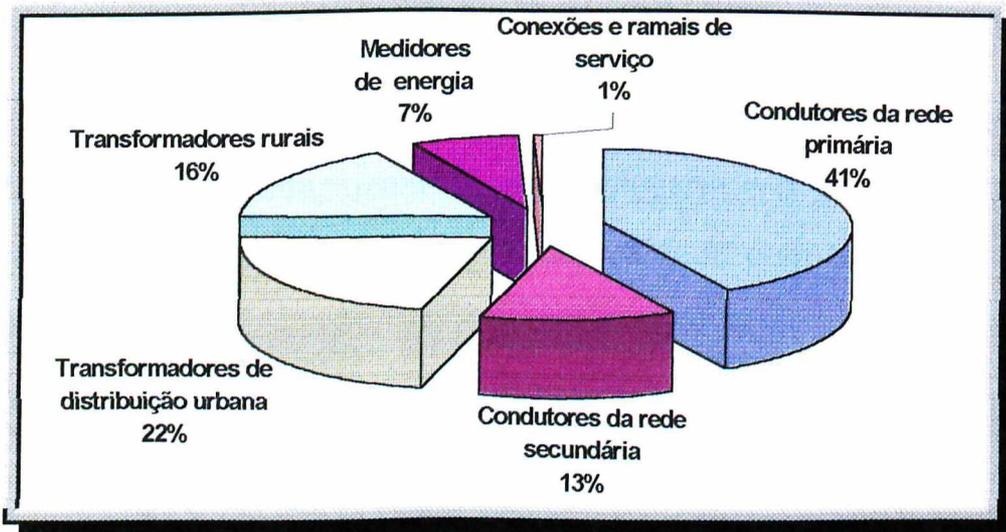
<b>Componentes</b>	<b>Perdas de Energia (%)</b>	<b>Perdas de Potência (%)</b>
<b>Subestações e linhas de transmissão</b>	2,25	2,67
<b>Condutores da rede primária</b>	2,08	3,22
<b>Condutores da rede secundária</b>	0,65	2,04
<b>Transformadores de distr. Urbana</b>	1,18	1,51
<b>Transformadores rurais</b>	0,81	0,59
<b>Medidores</b>	0,35	0,24
<b>Outras perdas</b>	0,07	0,16
<b>Total</b>	7,39	10,43

Por outro lado, a tabela 2.8 apresenta as parcelas de perda expressas em KW e KWh, onde o montante de 542.318 [MWh] é obtido do balanço de energia.

*Tabela 2.8: Perdas em KW e MWh.*

Componentes	Perdas de Energia [MWh]	Perdas de Potência [KW]
Subestações e linhas de transmissão	165.038	32.629
Condutores da rede primária	152.593	39.337
Condutores da rede secundária	47.538	24.906
Transformadores de distr. Urbana	79.314	17.404
Transformadores rurais	59.247	7.240
Medidores	25.824	2.950
Ramais de serviço	1.201	638
Conexões	2.146	992
Reguladores monofásicos	1.254	174
Capacitores em RDs	588	122
<b>Total</b>	<b>542.318</b>	<b>127.419</b>
Quantidade transportada	7346761	1.222.000

A figura 2.1, procura de uma forma direta indicar a quantidade perdida, em porcentagem, de cada componente do sistema de distribuição.



*Figura 2.1: Perdas, em porcentagem, dos componentes da rede de distribuição.*

Tendo em vista a importância dos valores das perdas financeiras retratadas no caso do sistema de energia citado, onde, para um total transportado anualmente de 7.346.761 [MWh] com perdas de 542.318[MWh], esta quantia afetará tanto a concessionária quanto o governo.

Portanto, como o ICMS é cobrado na média de 25% no Brasil sobre o valor da tarifa de energia, que teve o valor médio de R\$104,4/MWh no país em 1999[5], a concessionária deixa de arrecadar R\$ 56.618.000,00 e o governo R\$ 14.154.500,00, conforme a tabela 2.9. Assim, pode-se afirmar que o impacto do exemplo citado determina um percentual financeiro significativo para ambos, o qual pode ser reduzido com medidas técnicas adotadas adequadamente.

*Tabela 2.9: Perdas de arrecadação da concessionária e do ICMS pelo governo.*

<b>Energia Transportada</b>	<b>[MWh/ano]</b>	<b>7.346.761</b>
<b>Potência Transportada</b>	<b>[MW]</b>	<b>1.222</b>
<b>Perda de Energia</b>	<b>[MWh/ano]</b>	<b>542.318</b>
<b>Perda de Potência</b>	<b>[MW]</b>	<b>128</b>
<b>Perda de Faturamento do Setor Elétrico</b>	<b>[R\$/ano]</b>	<b>56.618.000,00</b>
<b>Perda de Recolhimento do ICMS Pelo Governo</b>	<b>[R\$/ano]</b>	<b>14.154.500,00</b>

A figura 2.2 mostra, quanto a concessionária e o governo deixam de arrecadar devido às perdas de energia, comparando com o total arrecadado com a produção anual.

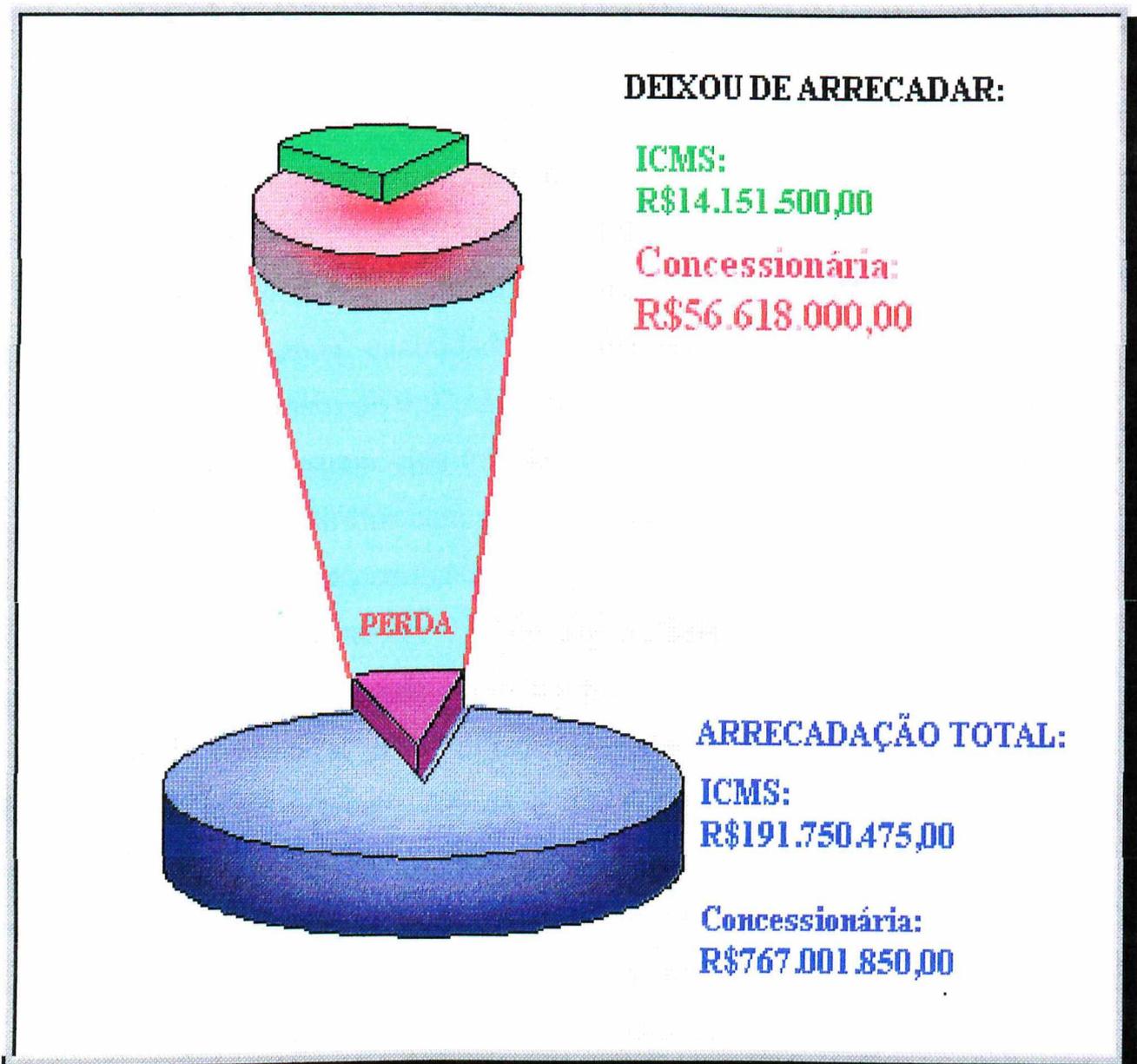


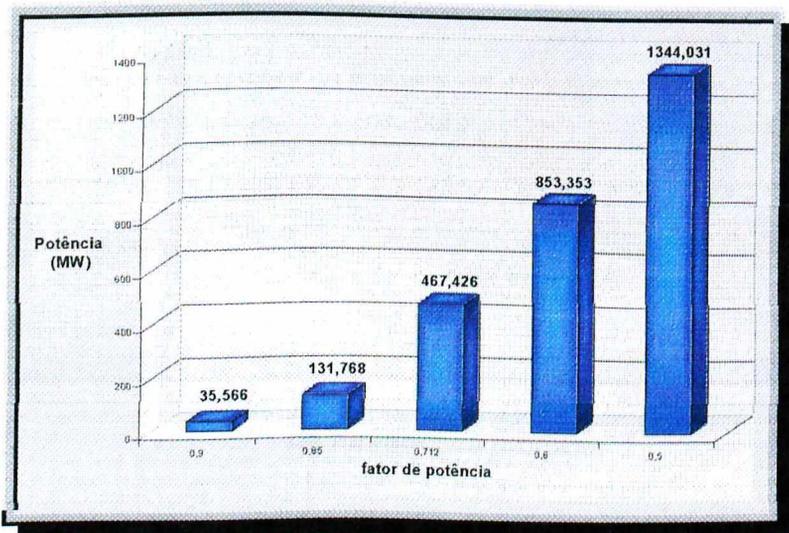
Figura 2.2: Perda financeira da concessionária e do governo em relação à arrecadação total anual.

### 2.5.1 - IMPACTO DAS PERDAS TÉCNICAS NA ILUMINAÇÃO PÚBLICA.

A título de exemplo, no segmento de iluminação pública do Brasil é totalizada uma potência instalada superior a 1.600 [MW].

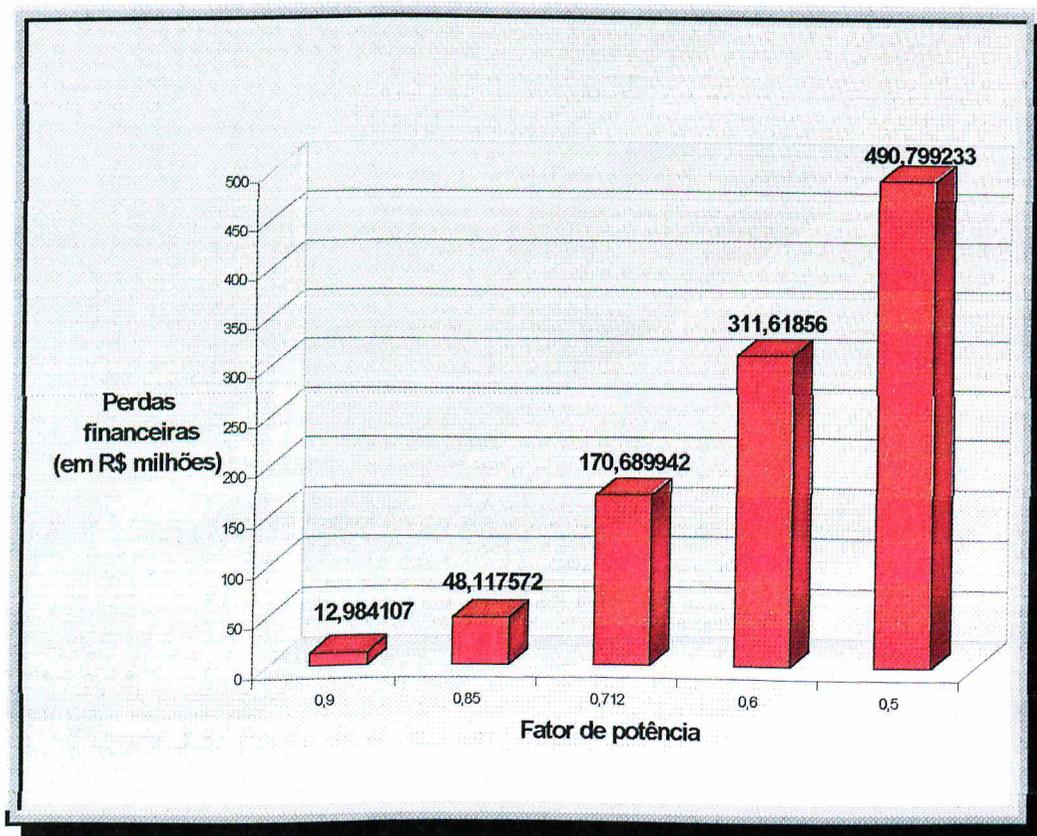
É notório que a referência [6] vem confirmar que estas instalações apresentam uma grande quantidade de reatores com fator de potência significativamente abaixo de 0,92. Até 1992, este era regulamentado em 0,85 e os equipamentos possuem vida útil de 15 anos. Há ainda o fato de que os reatores podem ser adquiridos com alto (0,9) e baixo (0,5) fator de potência.

A incerteza sobre a condição dos equipamentos da iluminação pública, em relação aos tipos de reatores, se de alto ou baixo fator de potência, fez com que o estudo fosse baseado em toda a faixa de fator de potência entre 0,9 a 0,5, visando apontar a profundidade da situação e descrever o cenário técnico e econômico presente. Assim, como mostra a figura 2.3, a liberação de potência ativa, em função da correção do fator de potência médio na faixa de 0,712 a 0,5, compreende entre 466 [MW] e 1342 [MW], que em energia perdida resulta em valores entre 2 e 6 milhões de MWh/ano.



*Figura 2.3: Liberação da potência ativa em função da correção do fator de potência para 0,92.*

É ainda importante quantificar a perda financeira do setor elétrico, em razão da flexibilidade das normas ao permitirem a utilização de equipamentos com baixo fator de potência e o reflexo dessas na arrecadação do ICMS. Para tanto, os dados apresentados na referência [6] foram tomados como um exemplo da iluminação pública, onde a figura 2.4 alerta que o setor elétrico nacional, com cálculos bem conservativos, desperdiça um montante anual da ordem R\$ 170 milhões/ano a R\$ 490 milhões/ano, somente em função da energia reativa da iluminação pública, considerando um fator de potência de 0,712 e 0,5.



*Figura 2.4: Perdas financeiras em função das perdas reativas da iluminação pública.*

Quanto ao ICMS, como é mostrado na figura 2.5, o governo deixa de arrecadar um montante anual da ordem de R\$ 42,6 milhões/ano a R\$ 122,7 milhões/ano, devido ao excedente de energia reativa da iluminação pública, para um fator de potência de 0,712 e 0,5.

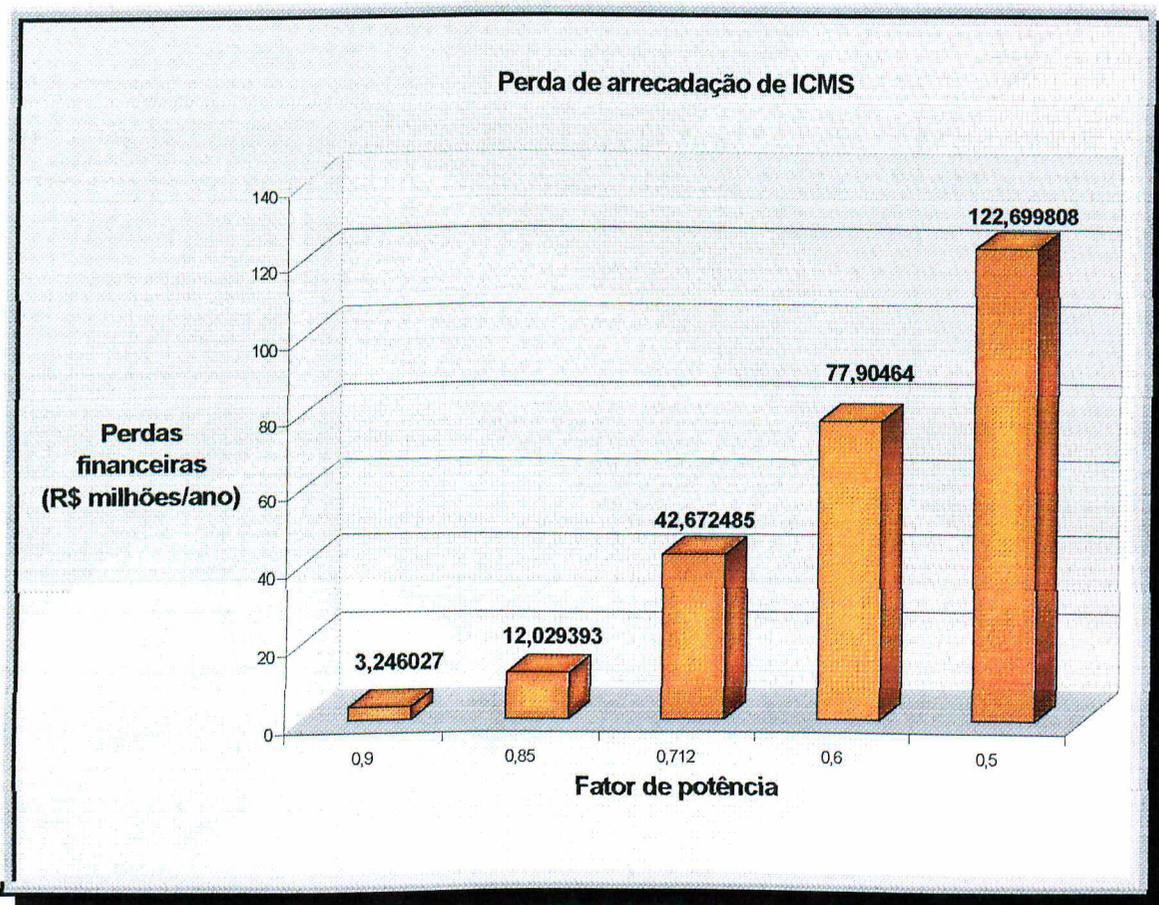


Figura 2.5: Perda de ICMS em função das perdas reativas.

A tabela 2.10 mostra a liberação de potência ativa, as perdas de faturamento e a perda de recolhimento de ICMS do setor elétrico nacional devido à não correção do fator de potência da iluminação pública para 0,92.

*Tabela 2.10: Liberação de potência ativa, perdas de faturamento e a perda de recolhimento de ICMS do setor elétrico nacional devido à não correção do fator de potência da iluminação pública para 0,92.*

<b>Potência de iluminação pública instalada no Brasil = 1.598.480 [KW]</b>			
<b>FP</b>	<b>Liberação de potência ativa [KW] em função da correção do fator de potência para 0,92</b>	<b>Perdas de faturamento do setor elétrico nacional em R\$/ano, em função das perdas relativas à não correção do fator de potência para 0,92</b>	<b>Perda de recolhimento de ICMS em R\$/ano (25%)</b>
<b>0,92</b>	Base	Base	Base
<b>0,90</b>	35.556	12.984.107	3.246.027
<b>0,85</b>	131.768	48.117.572	12.029.393
<b>0,712</b>	467.426	170.689.942	42.672.485
<b>0,60</b>	853.353	311.618.560	77.904.640
<b>0,50</b>	1.344.031	490.799.233	122.699.808

### 2.5.2 - REGULAMENTO (NBR 5125)[6]

Finalmente, cabe mencionar que o exemplo da iluminação pública vem elucidar, de forma alarmante, as perdas em função das correntes reativas presentes no sistema de distribuição. De fato, reportando às portarias vigentes, encontra-se:

- a iluminação pública é regulamentada pela Aneel na estrutura tarifária do grupo "B", segundo as normas da ABNT, que define parâmetros técnicos para homologação de equipamentos e acessórios;
- a portaria n.º 1569 do extinto DNAEE, de dezembro de 1993, hoje Aneel, regulamentou a tarifação da energia reativa, com base no limite mínimo do fator de potência de 0,92. De acordo com o artigo 11 dessa portaria, os consumidores do grupo tarifário "B" e a iluminação pública, faturada na tarifa B4A, podem ter o excedente de energia reativa faturado através de medições transitórias, por um período mínimo de 72 horas consecutivas.
- a norma NBR 5125 que trata de reatores de lâmpadas de vapor de mercúrio, é de dezembro de 1980 e traz no item 5.1.4: "No caso de reator de fator de potência corrigido, este não deve ser inferior a 0,85". A revisão desta norma começou em 1997 e ainda não foi concluída;
- a norma NBR 13593, sobre reatores de lâmpadas de vapor de sódio, de abril de 1996, informa no item 5.1.3: "No caso de reator de fator de potência corrigido, este fator, com tensão nominal, não deve ser inferior a 0,92.

Este item vem reforçar não somente a necessidade de suprir os reativos de forma localizada o mais próximo possível da carga mas, sobretudo, dar fundamentos teóricos aos profissionais envolvidos com a questão da eficiência energética.

Neste sentido, as portarias são bastante esclarecedoras que os consumidores da classe "B" devem ser monitorados e taxados sobre o reativo excedente. Como isto causa uma repercussão, tanto para a concessionária como para o recolhimento de ICMS por parte do governo, o assunto em questão mostra-se merecedor de uma observação focada sob o aspecto financeiro.

### 2.5.3 – UMA ANÁLISE SIMPLIFICADA DOS ITENS QUE COMPROMETEM AS PERDAS TÉCNICAS

Como último comentário, a referência [3] apresenta uma análise enfocando as perdas técnicas associadas ao fator de potência e à diferença de potencial entre dois pontos da rede de distribuição. Sob este aspecto, o referente trabalho considera a transmissão de energia de um ponto "a" para um ponto "b", considerando fatores dinâmicos e instantâneos do sistema elétrico.

As equações (15) e (16) advindas da citada referência, e considerando uma impedância  $Z_{ab} = R + jX$ , constituem as bases matemáticas para as explicações da redução das perdas em uma rede de distribuição.

$$P = V_a * I * \cos \theta$$

(15)

$$\frac{P_e}{P} = \frac{R i^2}{P} = \frac{P * R * 100\%}{V a^2 \cos(\theta)^2} \quad (16)$$

Onde:

- $R$  = resistência da linha
- $P$  = Potência transmitida através de uma impedância  $R + jX$ ;
- $P_e$  = Perdas elétricas;
- $V a$  = Potencial na extremidade da impedância  $R + jX$ ;
- $I$  = Corrente de linha;
- $\cos\Phi$  = Fator de potência.

Estas equações expressam que as perdas são diretamente proporcionais à potência transmitida e resistência de linha e inversamente proporcionais ao fator de potência e quadrado da tensão.

Portanto, como a minimização das perdas  $R I_q^2$  está vinculada a uma ação direta na estrutura e operação da rede elétrica, sugere-se as seguintes medidas corretivas:

- diminuir a resistência, através do dimensionamento adequado dos condutores;
- manter a tensão mais elevada, minimizando as quedas acentuadas;
- melhorar o fator de potência da linha.

## 2.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo, de caráter teórico, apresentou os principais conceitos e definições sobre perdas de energia em um sistema de distribuição, caracterizando particularmente dois segmentos:

- quanto ao tipo ( transporte, transformação e medição );
- quanto às causas.

Na sequência, enfatizou matematicamente as equações utilizadas no cálculo de perdas de potência e de energia no sistema de distribuição, que tem como característica o comportamento oscilante das cargas, dependendo do horário de funcionamento e do dia da semana. Esses métodos utilizaram algumas constantes características do sistema de distribuição, como fator de perda e fator de responsabilidade, para sua determinação com mais precisão. Através do uso destas constantes, conciliando-as com a perda de potência máxima, obtiveram-se as fórmulas para o cálculo da perda de potência e de energia nos componentes do circuito.

Cabe ressaltar que é de importância prioritária o conhecimento das perdas no sistema de distribuição, podendo, através desta análise, identificar pontos que podem ser melhorados, por exemplo, através da compensação de reativos circulantes nesta rede e utilização de equipamentos mais eficientes.

A título de exemplo, procedeu-se a uma análise no segmento de iluminação pública do Brasil, mostrando-se confirmar que estas instalações apresentam uma grande quantidade de reatores com fator de potência significativamente abaixo de 0,92, causando uma grande perda de potência instalada devido aos reativos. Quanto à perda financeira do setor elétrico, em razão da flexibilidade das normas que permitem a utilização de equipamentos

---

com baixo fator de potência, mostrou-se uma perda de arrecadação bastante considerável, tanto por parte da concessionária, como para o governo com o recolhimento do ICMS.

Finalmente, como ultimo comentário, apresentou-se uma análise enfocando as perdas técnicas associadas ao fator de potência e à tensão, mostrando que a diminuição das perdas técnicas estão vinculadas a uma ação na estrutura e operação do sistema.

---

---

## **CAPÍTULO III**

# **FUNDAMENTOS BÁSICOS DE CONECTORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

### **3.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Embora no capítulo II tenha sido exposto os problemas no tocante às perdas elétricas nos componentes da rede de distribuição, torna-se prioritário discutir isoladamente os conectores pertinentes a este sistema.

Este componente, destinado a conduzir corrente em um sistema elétrico, é dimensionado visando atender às condições de mínimas perdas elétricas e máxima confiabilidade. Tais condições destinam-se a evitar que ocorram perdas desnecessárias pela elevação das perdas Joule, pois estas, além de trazer o ônus da energia consumida, causam, no caso de conexões, uma elevação de temperatura que pode levar a consequências desfavoráveis, como:

- danificação do conector e de componentes adjacentes;
- aceleração da oxidação metálica e, conseqüentemente, elevação da resistência de contato;
- deformação de componentes sujeitos à dilatação cíclica.

Em função disto, a confiabilidade da conexão é colocada em risco, podendo haver falhas de alimentação e ruptura de componentes, levando à

---

necessidade de desligamento da corrente de carga para se efetuar a substituição, culminando em interrupção do ciclo produtivo, máquinas paradas, prazos de entrega não cumpridos, atrasos no faturamento e pagamentos de multas contratuais.

A exemplo dos demais componentes do sistema elétrico, também os conectores necessitam de uma triagem e advindo de um conhecimento técnico, quanto à qualidade e tipo.

Comparando construtivamente com os demais componentes de um sistema elétrico, o conector é de construção relativamente simples, o que faz muitas vezes com que não lhe seja dada a devida atenção técnica. Tal importância deriva do fato de que toda a corrente de carga que o circula depende das condições com que ele se apresenta. Caso a sua especificação não seja correta, pode-se encontrar um ou mais dos problemas a seguir:

- sobreaquecimento;
- deformação;
- perda de energia totalmente desnecessária a qual é paga pelo usuário.

Além disso, ainda em função da relativa facilidade de construção, aparentemente sua fabricação pode ser obtida sem grandes conhecimentos técnicos. Mas, aspectos como as ligas metálicas necessárias, o perfil, o acabamento das superfícies (não necessariamente lisas e polidas), o comportamento do material nos mais variados e agressivos ambientes industriais ou, ainda, o comportamento dos metais em contato, entre outros, levam à conclusão de que a correta seleção do conector é bem mais complexa do que a simples consulta ao catálogo do fabricante.

Um sistema típico de distribuição incorpora, certamente, milhares de conexões. Algumas delas apresentam um aumento significativo da resistência

---

elétrica, com o passar do tempo. Coletivamente, representam uma elevada perda de energia para as concessionárias[7].

Em função das preocupações e importância que este elemento representa, o capítulo III terá por finalidade apresentar uma introdução sobre as características físicas e elétricas dos conectores utilizados nas linhas de distribuição, as degradações inerentes e suas influências em um sistema elétrico quanto às perdas de potência e energia.

## **3.2 - CARACTERÍSTICAS DOS CONECTORES**

A região de contato dos conectores não possui as mesmas características dos cabos condutores devido às superfícies não se ajustarem perfeitamente, acarretando uma resistência concentrada no local da conexão, podendo originar pontos quentes.

Assim, este item terá por objetivo apresentar as características físicas e elétricas dos conectores, explicando como é a interface entre os metais da conexão (interface metal-metal) e a resistência inicial de contato (resistência de interface)[8].

### **3.2.1 - INTERFACE METAL-METAL**

As superfícies de contato, qualquer que seja o grau de acabamento com que foram usinadas, não se ajustam inteiramente. Decorre, então, que numa interface metal-metal, o contato se faz por alguns pontos de interferência no relevo de cada superfície. Nestes pontos não haverá outra resistência elétrica senão aquela oferecida pelo próprio metal condutor, sendo as eventuais

---

camadas de óxido arrancadas na região. A resistência elétrica aparente de contato surge como resultado da dificuldade oferecida ao fluxo da corrente nestes pontos.

A figura 3.1 mostra esquematicamente, a corrente de constrição que se estabelece nos pontos de contato mecânico efetivo. A resistência de constrição é definida como o aumento da resistência elétrica no contato, associado às discontinuidades de sua superfície.

A passagem de corrente na interface provoca aquecimento nos pontos de tal forma que a temperatura de contato é superior à temperatura média do metal, que por sua vez está relacionada à tensão mecânica de contato.

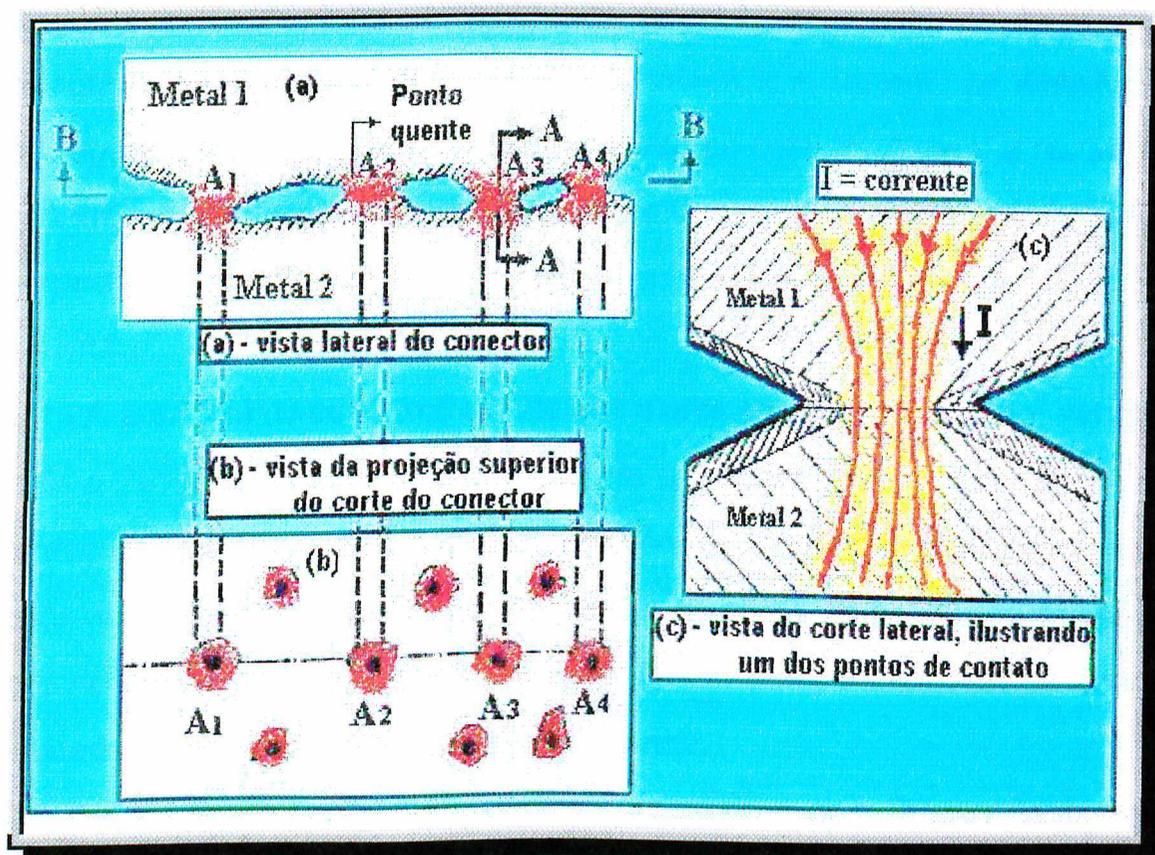


Figura 3.1: Diagrama esquemático da corrente de constrição em ponto de contato entre duas superfícies metálicas.

### 3.2.2 - RESISTÊNCIA INICIAL DE CONTATO

Dois tipos de resistência estão presentes em um conector: a resistência intrínseca da matéria prima metálica, com a qual é produzido o conector, e a resistência de contato. A primeira é controlada através do correto dimensionamento, da geometria e do material usado, enquanto que a resistência de contato é resultado da qualidade das superfícies da junção.

A grande maioria dos conectores disponíveis desprezam a qualidade da resistência de interface, como consequência, após sua instalação, provocam alta resistência durante o serviço, excessivas perdas, suscetibilidade à corrosão e redução do tempo de vida em operação.

O desvio das linhas de corrente, causado pela contração nos pontos de interferência, é um fator determinante da resistência elétrica de contato. Evidentemente, o desvio dessas linhas é menor e a corrente se distribui de modo mais uniforme quanto maior for a área de contato. Assim, a resistência de contato se reduz quando uma força normal é crescentemente aplicada entre as superfícies. A deformação localizada resultante amplia a área das regiões já em contato.

A área real de contato é menor que a área aparente de contato, variando de 2% a 20%. Se as superfícies estiverem revestidas por camadas de óxidos de características isolantes, o contato elétrico metal-metal ocorrerá apenas nos pontos de contato mecânico onde a camada de óxido tenha sido rompida por efeito de deformação plástica localizada. Nesse caso, a área real de contato será ainda menor que a estimada anteriormente.

De um modo geral, a resistência de contato é uma função da natureza dos materiais, da camada de óxido sobre as superfícies, da rugosidade, da carga externa aplicada e da geometria de contato.

---

### **3.3 - DEGRADAÇÃO DAS CONEXÕES ELÉTRICAS**

Os conectores aplicados em um sistema de distribuição de energia elétrica são submetidos a severos ciclos térmicos, com as variações diárias da potência solicitada pelos consumidores e da temperatura ambiente[8].

Os ciclos térmicos no conector originam variações na pressão do contato devido aos diferenciais de expansão térmica dos elementos. A área de contato é formada através da pressão exercida sobre as regiões ásperas, as quais se expandem ou contraem com as variações de temperatura.

Como os ciclos térmicos modificam a área de contato, conseqüentemente novas regiões são expostas à oxidação. Os óxidos metálicos, particularmente os de alumínio que se formam rapidamente, geram uma camada de óxido sobre a superfície de contato. Isso faz com que o conector tenha uma maior resistência de interface no ciclo seguinte, o que provoca maior aquecimento, maior expansão, maior oxidação e assim sucessivamente.

A degradação das conexões elétricas ao longo do tempo de serviço tem sido atribuída a mecanismos que incorporam efeitos combinados de oxidação das superfícies metal-metal, de microdeslizamento e de relaxação de tensões mecânicas. A extensão da vida útil das conexões depende, portanto, das propriedades de seus materiais e de detalhes construtivos, incluindo o sistema de aplicação de carga, o acabamento das superfícies e as condições operacionais a que o contato é submetido

---

### **3.3.1 - OXIDAÇÃO SUPERFICIAL**

Seja uma área de interferência metal-metal recém estabelecida sobre a interface de uma conexão. A exposição continuada do material à atmosfera acarreta oxidação superficial. O espessamento da camada oxidada progride às custas da redução da área efetiva de contato metal-metal. A corrente elétrica, por sua vez, deverá ser transportada através de um número cada vez menor de pontos de contato, acarretando aumento da temperatura local e, em consequência, acelerando gradativamente o processo de oxidação.

Para se estabelecer um bom contato metálico, as camadas de óxido devem ser quebradas, pois, o óxido de cobre por exemplo, tem uma resistência elétrica alta mas, a menos que a superfície esteja oxidada muito fortemente, a resistência elétrica de contato pode ser diminuída para um valor conveniente pela aplicação de pressão de contato, sem ser necessária uma limpeza de superfície.

Já o óxido de alumínio é um filme muito tenaz e apresenta alta resistência elétrica, exigindo a limpeza prévia das superfícies em contato para a obtenção de uma baixa resistência. Assim os conectores de alumínio são geralmente cobertos com inibidores, de forma a evitar que o óxido se forme novamente, muito embora esta técnica não impeça completamente a formação de nova camada de óxido. A resistência elétrica de contato, devido ao óxido entre os fios de um cabo de alumínio, pode ser responsável por uma distribuição desuniforme da corrente elétrica entre os mesmos. Os fios externos são forçados a conduzir um maior percentual de corrente do que os fios internos devido à camada de óxido e, conseqüentemente, apresenta um superaquecimento no cabo. A ação de aperto pode ser eficaz à medida que se quebra o óxido da superfície.

---

### 3.3.2 - MICRODESLIZAMENTO

Um outro efeito capaz de romper a camada oxidada é o microdeslizamento. São tipos de características fundamentais deste, a pequena amplitude e a natureza alternativa do movimento relativo das superfícies em contato. No entanto, os produtos retirados das superfícies costumam a ser expelidos para fora da região de contato e produzem um efeito abrasivo que intensifica o desgaste. Nos contatos elétricos, uma das causas para este fenômeno está na dilatação diferencial que acompanha as variações na intensidade de corrente. A ação deste mecanismo é efetiva na degradação de superfícies de contato, tanto em cobre como em alumínio, dependendo da carga normal aplicada e da amplitude do movimento relativo.

### 3.3.3 - RELAXAÇÃO DE TENSÕES MECÂNICAS

A relaxação de tensões mecânicas é um processo espontâneo, através do qual um material mantido sob tensão de natureza elástica e deformação total uniforme, transforma parte dela em deformação plástica, caracterizando-se por uma diminuição na tensão mecânica aplicada, que é a parcela assim transformada, causando o afrouxamento, aumentando assim a resistência de contato. Portanto, o afrouxamento que se constata nas conexões submetidas a pressão por longo tempo denomina-se relaxação de tensões mecânicas.

Na figura 3.2 são mostradas as curvas típicas da resistência de contato em função da pressão de contato.

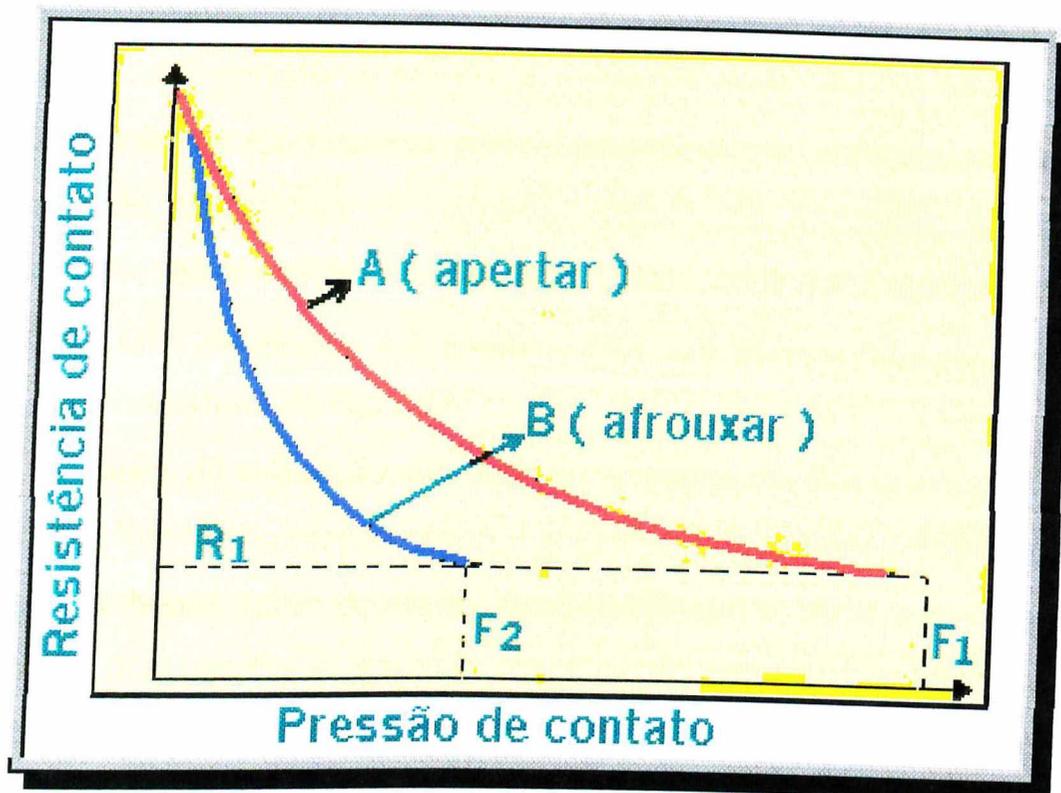


Figura 3.2: Relação entre a resistência de contato e a pressão aplicada.

A curva "A" mostra que a resistência de contato diminui continuamente com o aumento da pressão de contato. Para uma pressão de aperto " $F_1$ ", a resistência de contato alcança um menor valor, " $R_1$ ". Com o correr do tempo, a resistência elétrica se relaciona com a curva "B", curva de afrouxamento, ao longo da qual seu valor pouco se modifica enquanto a força de aperto diminuir para valores compreendidos entre " $F_1$ " e " $F_2$ ". Abaixo de " $F_2$ ", entretanto, a resistência apresenta acentuado aumento. Ocorre que, mesmo quando a pressão está se relaxando, os pontos de contato permanecem no estado estabelecido pela alta pressão mecânica, até que a força de contato se torne excessivamente baixa para mantê-los em contato íntimo. Por isso, se a relaxação do material chega ao estado de exaustão num valor " $F_2$ ", a resistência elétrica permanecerá no valor baixo inicial " $R_1$ ".

O afrouxamento da pressão devido à relaxação seria um fator crítico numa conexão à pressão se não fosse a relação entre esta e o afrouxamento mostrada na figura 3.2. Observa-se frequentemente que, após algum tempo, os parafusos de conectores de pressão, depois de apertados, apresentam considerável afrouxamento. Todavia, um conector apropriadamente construído, com montagem adequada e com aplicação correta do torque de aperto não necessitará de reaperto.

A análise da relaxação de tensões mecânicas mostra que a pressão de contato é o fator determinante para a resistência de contato. Assim, para se conseguir o baixo valor desejado, deve-se definir o número e o tamanho apropriado dos parafusos em um conector de aperto, e a ferramenta de compressão deve aplicar a força apropriada no caso de um conector de compressão.

As conexões envolvendo metais de propriedades mecânicas diferentes entre si podem sofrer aceleração do processo de degradação pela ação de efeitos térmicos. A dilatação diferencial dos metais de conexão provocada pela passagem de corrente elétrica, acarreta muitas vezes deformações plásticas localizadas. Após cessar o efeito Joule, são observadas folgas nas regiões deformadas e em consequência o contato não adequado desloca o ponto "F<sub>2</sub>"(curva B da figura 3.2) para valores não aceitáveis.

Conectores de alumínio de parafuso e pressão são suscetíveis ao fenômeno de relaxamento térmico. O alumínio tem grande tendência ao relaxamento por tensão mecânica. Quando a expansão térmica faz o condutor dilatar, o conector é forçado a acompanhá-lo. Por outro lado se o condutor esfria e se retrai, o conector também se contrai, quase retornando à sua posição original. Esse fenômeno resultará em baixa pressão de contato e, conseqüentemente, resultará em menor área e aumento de resistência de interface no ciclo seguinte, o que provoca maior aquecimento, maior

expansão, etc. Tal combinação de efeitos é o principal mecanismo de falha de conectores.

Os conectores com tecnologia elástica do tipo cunha previnem e evitam esse mecanismo de falha e proporcionam a manutenção da resistência elétrica durante o serviço, através da energia elástica armazenada pelo conector.

### 3.4 - TESTE DE AVALIAÇÃO [7]

A conexão tipo compressão é um método usado para a realização de uma emenda elétrica, onde um conector tipo barril (cilíndrico) é comprimido com uma deformação permanente ao redor de um condutor, como é mostrado na figura 3.3, de forma a obter propriedades elétricas e mecânicas adequadas

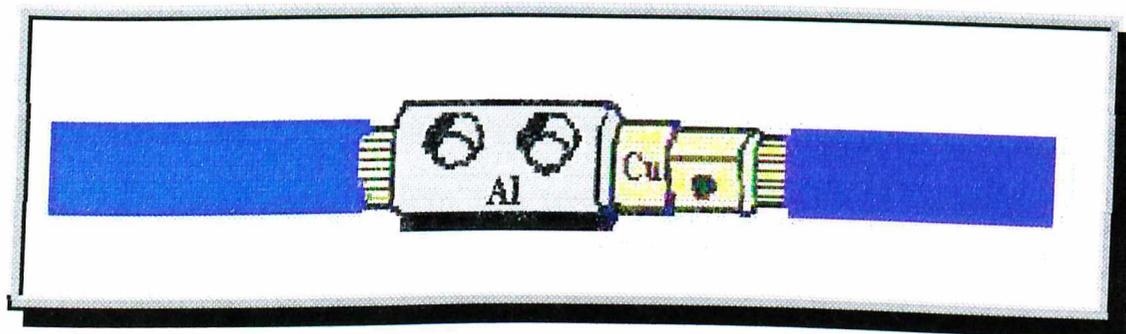


Figura 3.3: Conexão por compressão.

A conexão por compressão tornou-se a técnica predominante para cabos de potência por oferecer diversas vantagens, como:

- ser mais rápido;
- ser mais confiável;
- ser mais simples e facilmente disponível;

- apresentar menor custo por peça;
- dispensar aquecimento;
- dispensar uso de produtos químicos;
- possuir controle mais simples;
- possuir maior área de aplicação.

Na sequência, procurar-se-á estabelecer a comparação em relação aos custos das perdas de potência e energia entre os conectores tipo compressão e cunha. O segundo é menos utilizado que o de compressão devido ser pouco conhecido no mercado e por seu preço ser maior, mas que apresenta maiores vantagens em relação às propriedades técnicas.

Os ciclos de corrente têm sido o principal método de teste para avaliar conectores de potência, desde a sua invenção. Nesses testes, os condutores conduzem corrente elétrica que provocam um determinado aquecimento no conjunto cabo-conector. Assim a temperatura medida é a própria do conjunto (cabo + conector) podendo, em função da interface "áspera" da conexão, ser maior, já que a rugosidade da superfície é a principal fonte de aquecimento. As elevações de temperatura e resistência dos conectores são mostrados na figura 3.4, que correspondem aos resultados obtidos em testes de ciclos de corrente acelerados em ambientes salinos. Os gráficos focalizando tanto a variação da temperatura como da resistência em função dos ciclos térmicos para o conector cunha, demonstram estabilidade destes ao longo de 10000 ciclos (da temperatura ambiente até 50°C), o que não acontece com as conexões do tipo compressão.

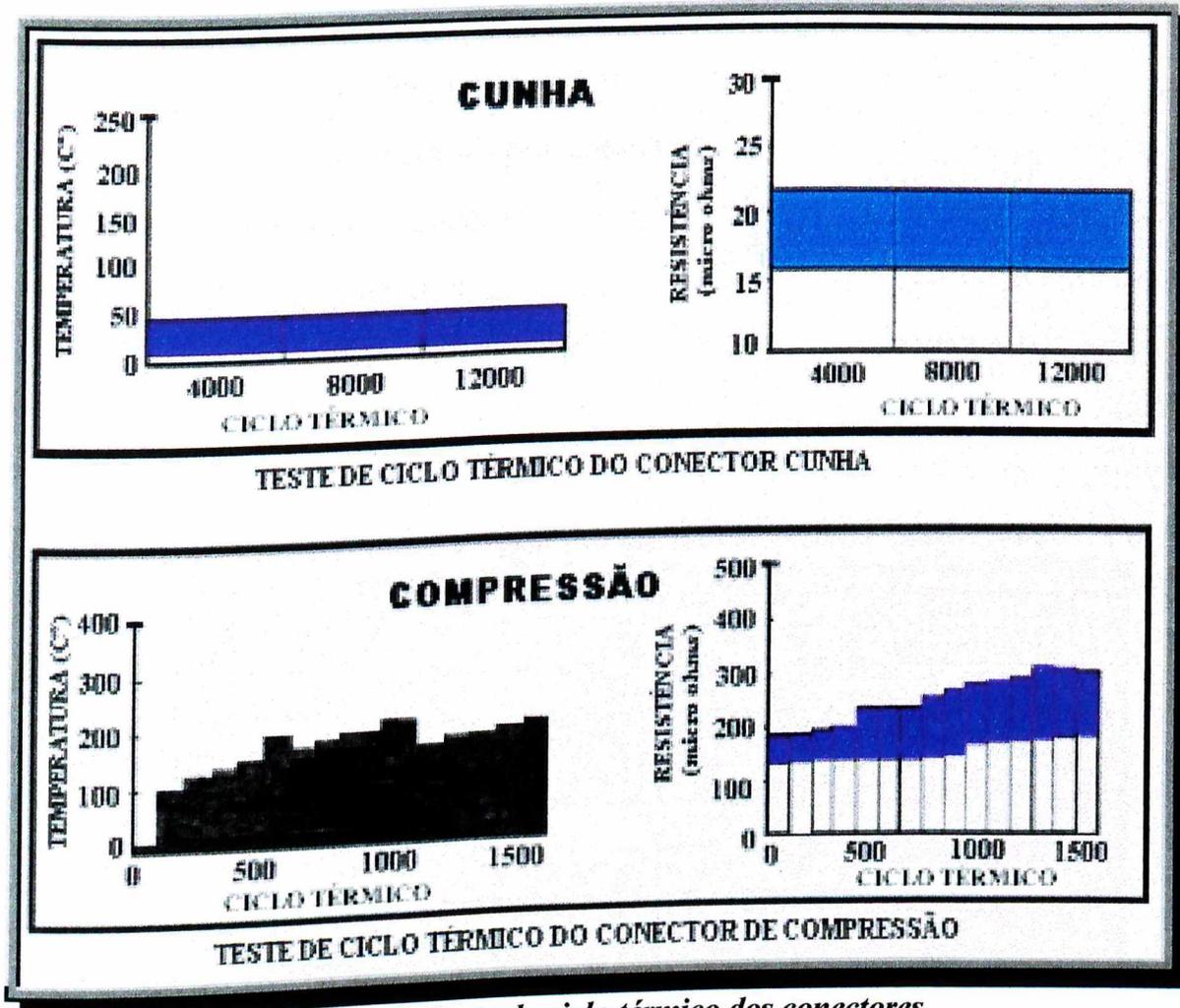


Figura 3.4: Teste de ciclo térmico dos conectores.

### 3.4.1 - COMPARAÇÕES DAS PERDAS ENTRE CONECTORES

Para a propósito desta análise, a dissertação considera um alimentador com aproximadamente 50.000 conectores, conduzindo uma corrente de 400 [A], e um fator de carga de 60%, no qual foi estabelecido o custo da energia a um valor de US\$0,05/kWh.

Os resultados simulados são representados na tabela a seguir, considerando:

- resistência;
- perda de potência por conector;
- perda anual de energia por conector;
- custo anual por conector;
- número de conectores;
- perda anual total de energia;
- custo anual total.

**Tabela 3.1: Perdas de energia nos conectores cunha e compressão.**

Item		Cunha	Compressão
<b>Resistência</b>	[ $\mu\Omega$ ]	16,00	130,00
<b>Perda de potência</b>	[W]	0,92	7,49
<b>Perdas/ano</b>	[KWh/ano]	8,06	65,61
<b>Custo anual</b>	[US\$]	0,40	3,28
<b>Números de conectores</b>		50.000	50.000
<b>Perda anual total de energia</b>	[KWh]	403.000	3.280.500
<b>Custo anual total</b>	[US\$]	20.000	164.000

Pela tabela 3.1, verifica-se que o conector do tipo cunha tem qualidade muito maior que o conector do tipo compressão quanto às perdas de energia. Assim, considerando para um conector cunha o preço mais elevado que o conector do tipo compressão, essa diferença de valores é compensada através da redução da perda de energia e de uma melhor confiabilidade do sistema por parte dos conectores.

Observa-se, também, que a perda de energia produzida anualmente por apenas um condutor, que é de 65,61 [kWh/ano] para o conector do tipo compressão, é insignificante em relação a outros equipamentos. Mas ao considerar a totalidade dos conectores instalados no sistema (aproximadamente 50.000), o valor de 3.280,5 [MWh/ano] representa uma elevada parcela da perda da energia para as concessionárias.

### 3.5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou uma introdução básica sobre as características físicas e elétricas dos conectores utilizados nas linhas de distribuição (interface metal-metal e resistência inicial de contato), os tipos de degradações das conexões devido à sua utilização (oxidação das superfícies metal-metal, microdeslizamento e relaxação de tensões) e quais as influências destes em um sistema elétrico quanto às perdas de potência e energia.

Quanto às perdas de potência e energia, realizou-se um estudo comparativo entre dois tipos de conectores usados na distribuição (de compressão e do tipo cunha), sendo o de compressão muito utilizado atualmente e o do tipo cunha pouco utilizado em função do seu custo.

Os resultados das comparações mostraram na tabela 3.1, que mesmo o conector tipo cunha sendo caro este é por sua vez mais compensativo em relação ao de compressão, tendo em vista a economia de energia proporcionada no decorrer dos anos.

Finalmente o capítulo III indicou que o uso de conectores é um procedimento de fácil aplicação, mas necessita de certos cuidados para dar continuidade à confiabilidade do sistema elétrico. Por outro lado, é importante ressaltar que o custo dos conectores no montante total de um sistema elétrico é irrisório, de modo que motivos econômicos não devem prevalecer na seleção de tais componentes.

## **CAPÍTULO IV**

### **PERFIL DO CONSUMO DE REATIVOS E GERAÇÃO DE HARMÔNICOS EM ÁREAS RESIDENCIAIS**

#### **4.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Dentro do contexto de qualidade de energia elétrica, pode ser inserido o consumidor residencial, que corresponde de 20% a 35% do consumo total no país e que vem crescendo rapidamente, devido a melhoria da condição financeira, como verificou-se recentemente com a estabilização econômica [9]-[13]. Neste cenário, algumas medidas têm sido tomadas no sentido de se obter melhor eficiência energética. No entanto, ações como estas, por um lado, diminuem a demanda, por outro, aumentam a distorção harmônica e o consumo de reativos, diminuindo o fator de potência, podendo causar quedas de tensão e elevação de perdas elétricas. Em geral, pode-se dizer que o consumidor residencial vem se tornando uma carga de possíveis investigações, principalmente quanto ao desempenho de seu fator de potência. Assim, este capítulo tem o objetivo de apresentar o perfil da potência reativa e das distorções de tensão e corrente de uma área residencial, através de medições e simulações, além de contribuir para o aumento do conhecimento do perfil elétrico deste tipo de consumidor, já que a própria concessionária desconhece. Finalmente o estudo procede a uma análise financeira, caracterizando o consumo global de energia no Brasil, particularizando o estado de Minas Gerais e a cidade de Uberlândia.

---

---

## **4.2 - PERFIL DA CORRENTE E TENSÃO INSTANTÂNEA PRODUZIDA POR UMA RESIDÊNCIA**

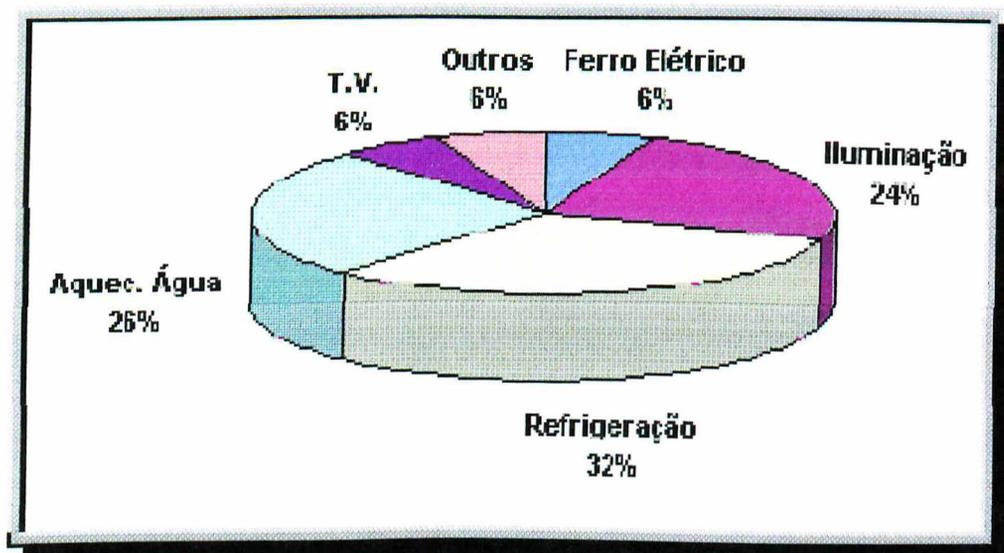
Com a popularização do uso da eletrônica de potência no setor de eletrodomésticos, estes aparelhos tem aumentado o nível de sofisticação e funcionalidade, tornando-se, por outro lado, fontes harmônicas. Assim, o consumo residencial de energia elétrica, através dos dispositivos não lineares, tem alcançado dimensões cada vez mais significativas.

Em geral, os aparelhos eletrodomésticos que possuem essas características não lineares são classificados conforme a seguir:

- forno de microondas;
  - lavadora de louças;
  - lavadora de roupas;
  - aspirador de pó;
  - geladeira;
  - torradeira;
  - cafeteira;
  - ventilador;
  - aparelho de ar condicionado;
  - microcomputador;
  - televisão;
  - vídeo cassete;
  - aparelho de CD;
  - carregador de bateria;
  - telefone sem fio;
  - secretária eletrônica;
-

- rádio relógio;
- vídeo game;
- transformadores de uso doméstico;
- portão eletrônico;
- controlador de intensidade luminosa ( dimmer );
- lâmpadas fluorescente comum e fluorescente compacta;

Através da figura 4.1 verifica-se, por meio de dados fornecidos pela PROCEL [9], o consumo em porcentagem de cada setor da residência no cenário brasileiro, mostrando suas contribuições parciais, enquanto que a figura 4.2 procura exemplificar o consumo de cada aparelho eletrodoméstico dentro de uma residência do tipo classe média durante o mês. Cabe ressaltar que tais valores são aproximados e conservativos e que, com a evolução de novas tecnologias e o emprego da eletrônica, valores de outros eletrodomésticos poderão ser inclusos nesta figura.



*Figura 4.1: Consumo residencial de energia elétrica por uso final.*



Assim, neste trabalho, para a análise desenvolvida como consta na referência [14], as medições foram realizadas em uma residência urbana de classe média, alimentada com tensão 220/127 volts, e consumo de energia média mensal de 400[kWh/hora].

De uma forma geral, as correntes registradas na residência apresentam-se com uma dinâmica apreciável ao longo do dia.

De acordo com a figura 4.3 as formas de onda da corrente, para o período da madrugada, mantiveram-se com significativas deformações caracterizando a presença de forte conteúdo harmônico, porém, para valores pequenos de corrente, visto que, geralmente esse período se caracteriza por baixo consumo. Observou-se ainda que, em nenhum momento, a corrente nas três fases se apresentou com a mesma forma de onda, devido ao fato da maioria dos aparelhos eletrodomésticos serem monofásicos.

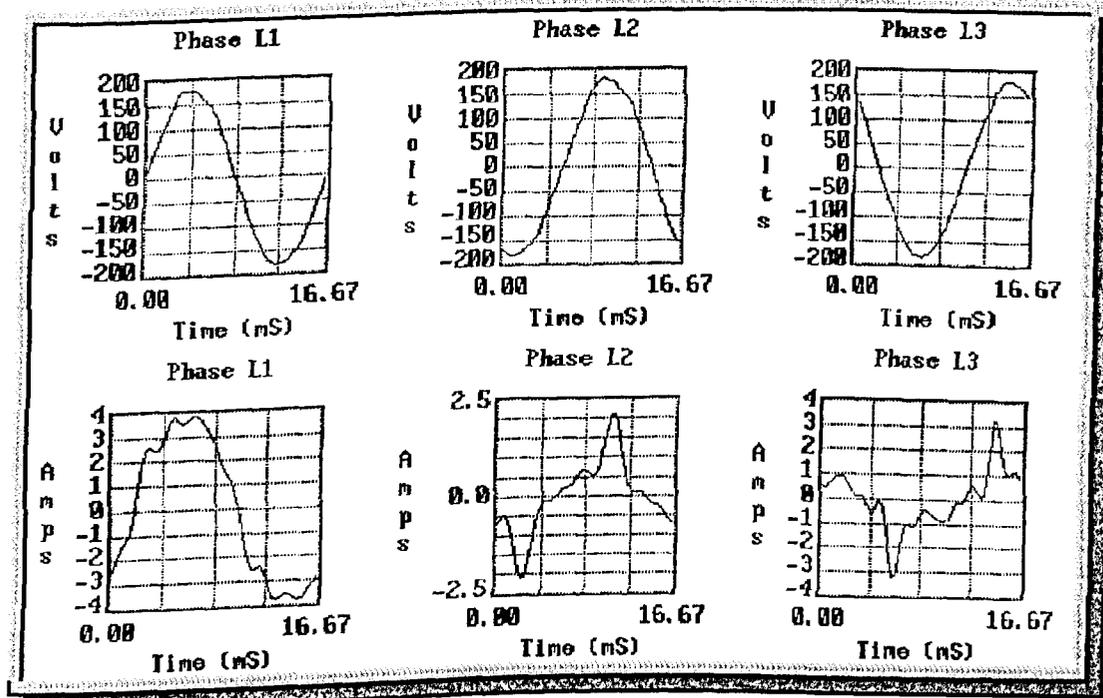


Figura 4.3: Registro das 02:00 horas.

Para o período da manhã e da tarde (figuras 4.4 e 4.5), estas ondas se mostraram com uma dinâmica mais significativa, apresentando formatos diversos, inclusive senoidais em determinados momentos. Neste caso, as deformações da onda da corrente novamente se apresentaram mais acentuadas para situações de menor consumo.

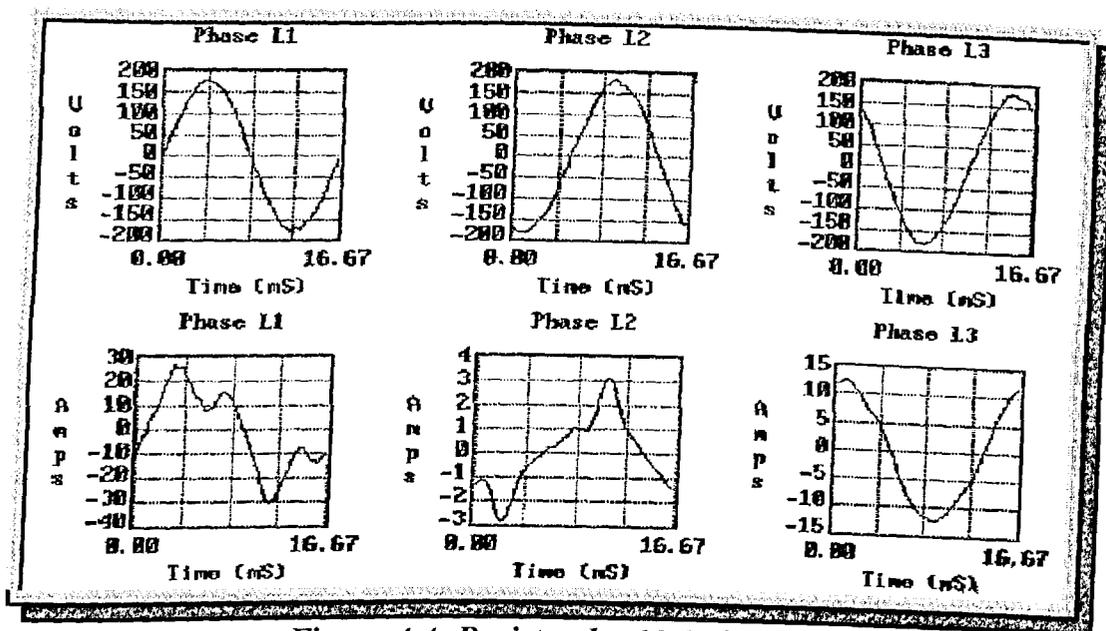


Figura 4.4: Registro das 10:00 horas.

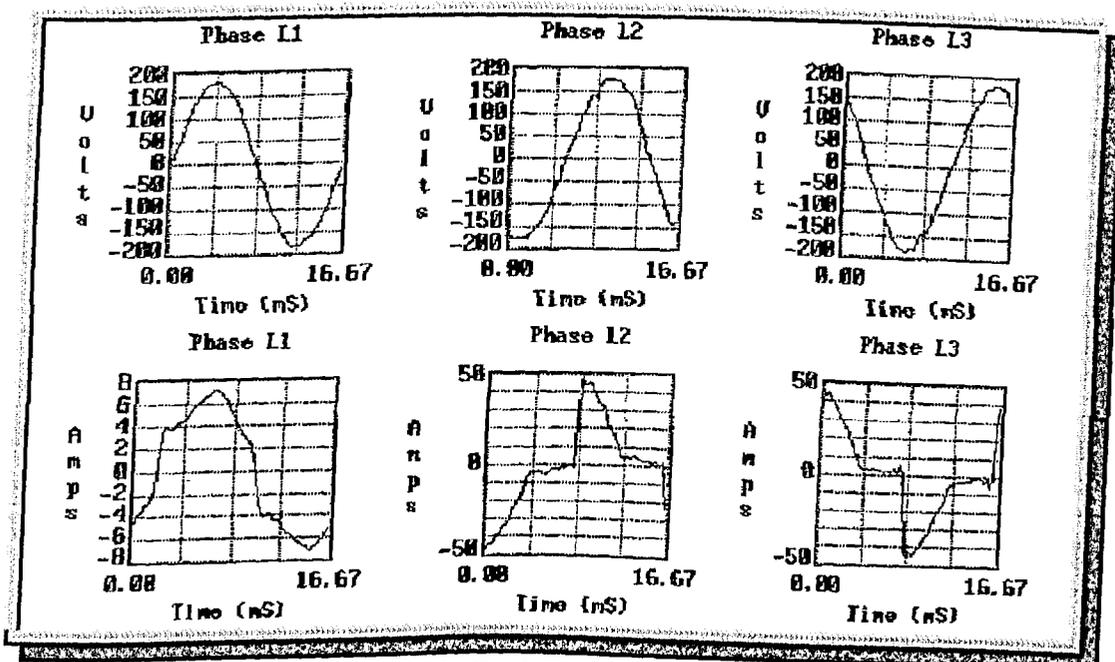


Figura 4.5: Registro das 15:30 horas.

Para os registros obtidos no período da noite (figura 4.6), horário de maior carga, verificou-se um comportamento significativamente variável de corrente com pouca distorção harmônica, cujas formas de onda se mostraram com uma dinâmica de variação considerável.

Quanto à tensão instantânea, esta se manteve com um baixo nível de distorção harmônica, mostrando-se praticamente senoidal durante todo o período de medição, devido a potência de curto circuito do barramento ser relativamente alta se comparada com a potência da carga da residência. Assim, comparando as formas de onda de tensão com as de corrente, verifica-se que, qualquer que seja a corrente, a tensão se mantém praticamente com o mesmo formato.

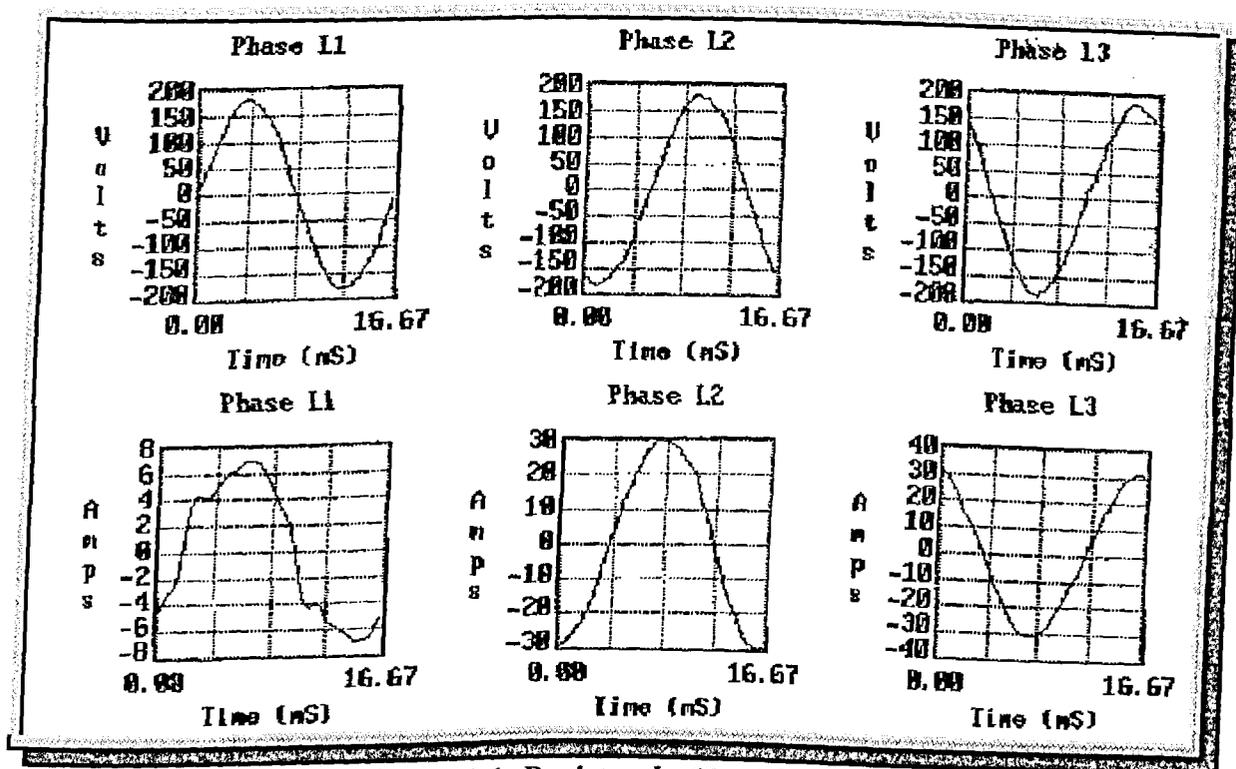


Figura 4.6: Registro das 19:40 horas.

---

### **4.3 - PERFIL DO CONSUMO DE REATIVOS E GERAÇÃO DE HARMÔNICOS EM UMA INSTALAÇÃO ELÉTRICA RESIDENCIAL TÍPICA**

Devido à importância de investigações relativas aos perfis das potências, tensões, correntes, fator de potência e a determinação dos níveis de distorções harmônicas de tensão e corrente, este item mostra a unidade residencial, apresentando os perfis de algumas grandezas elétricas, de forma a propiciar uma análise correlacionada entre o consumo de reativos e a geração harmônica. Para tanto serão apresentados os gráficos de:

- potência ativa;
  - potência reativa;
  - fator de potência;
  - distorção harmônica total de corrente;
  - distorção harmônica total de tensão.
-

### 4.3.1 – POTÊNCIAS ATIVA, REATIVA E FATOR DE POTÊNCIA

Como está mostrado na figura 4.7, para a potência ativa do consumidor, verifica-se um valor médio diário de 450 [W] na fase A, e aproximadamente 100 [W] nas fases B e C. Esporadicamente, estas últimas atingem o valor de 2500[W].

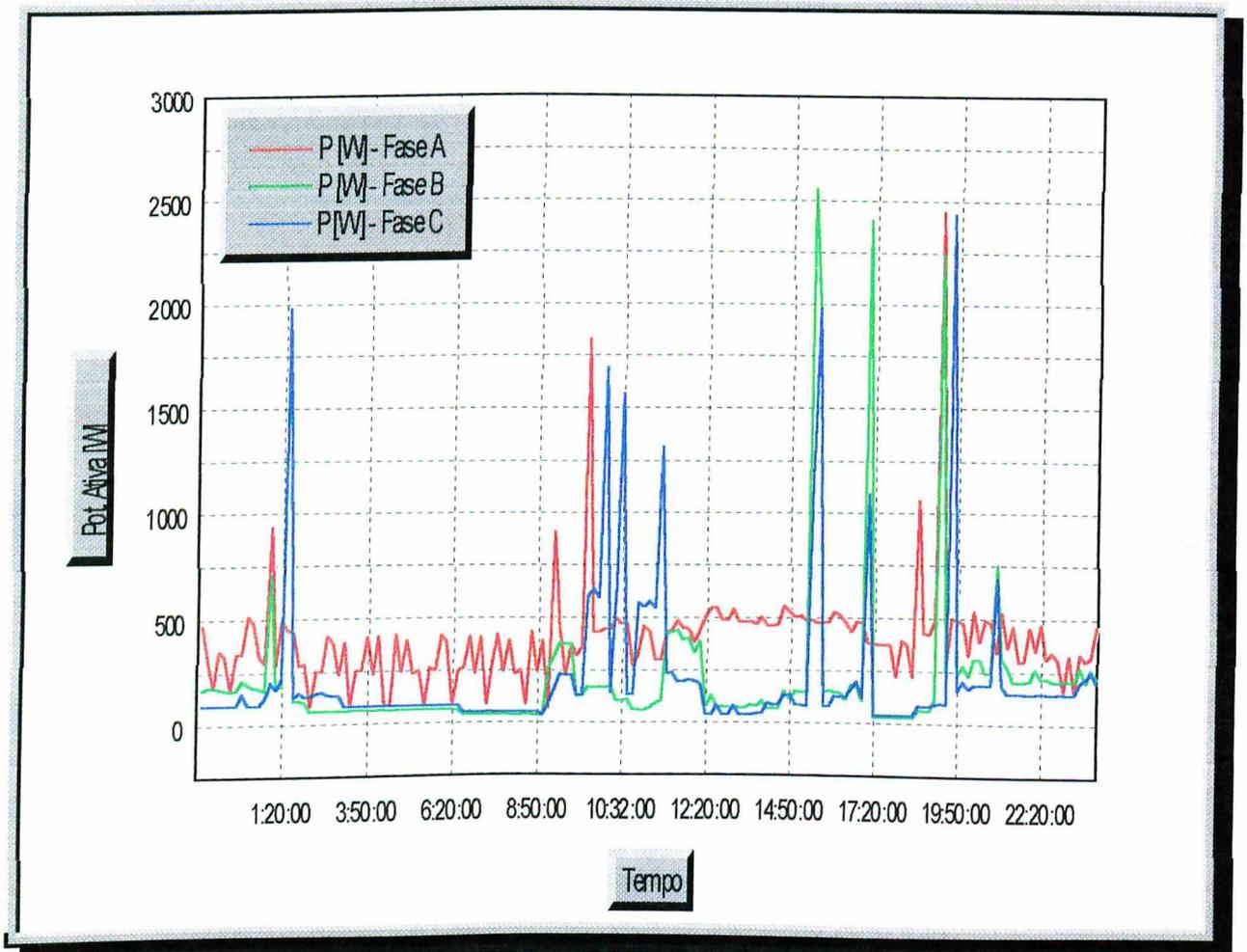


Figura 4.7: Perfil da potência ativa nas fases A, B e C.

Quanto à potência reativa, a figura 4.8 mostra um considerável consumo de reativos, principalmente na fase A, onde constatou-se um valor médio diário de 400 [VAR]. Nas demais fases, este apresentou-se inexpressivo, com exceção de alguns instantes específicos, onde chegou a 2250 [VAR].

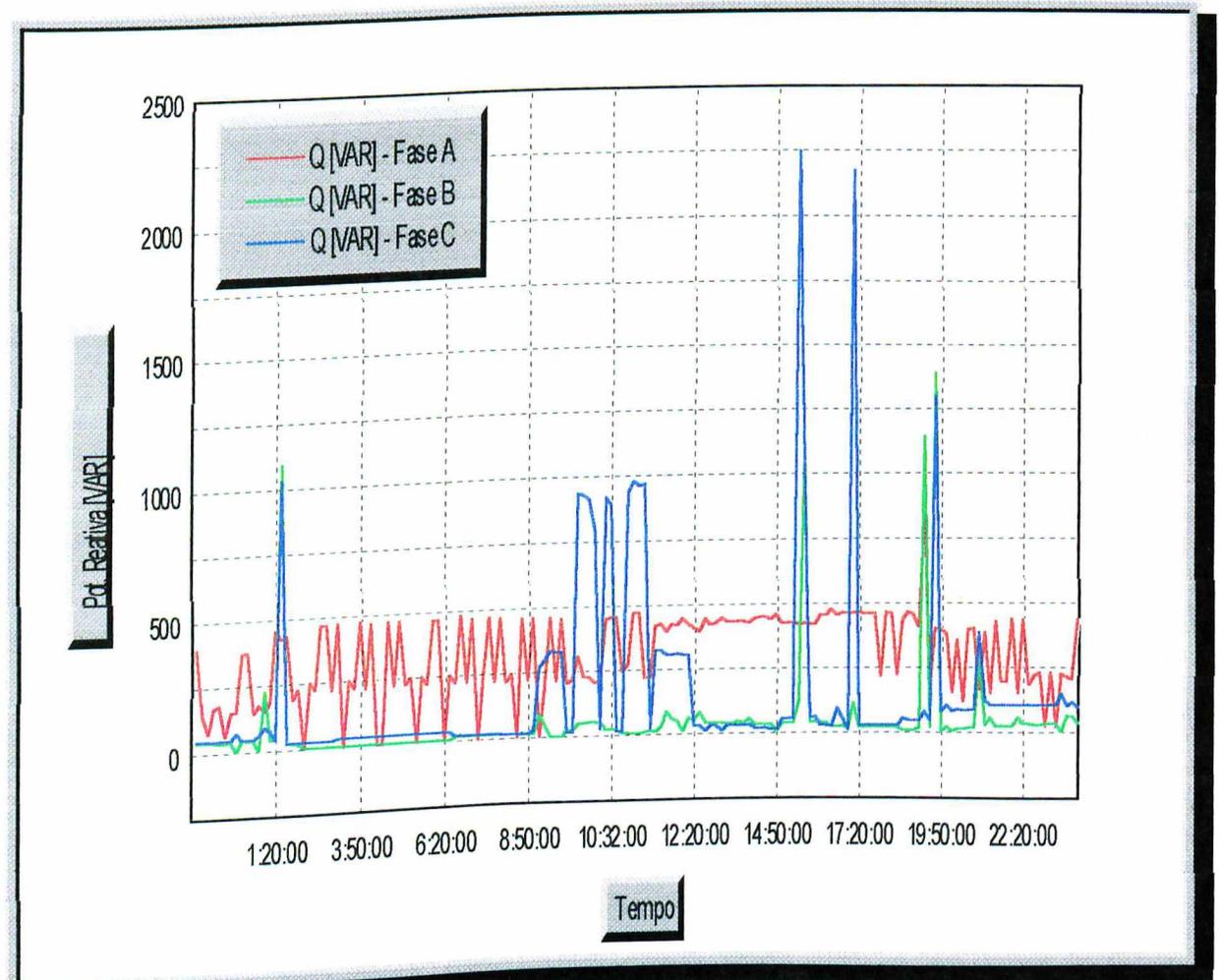


Figura 4.8: Perfil da potência reativa nas fases A, B e C.

A despeito do comportamento do fator de potência, o perfil ilustrado na figura 4.9 revelou-se baixo na instalação residencial, associado a uma dinâmica significativamente variável. Este fato está correlacionado ao consumo de reativo na residência e às distorções harmônicas.

Este fator de potência manteve-se a média em torno de 0,85, ficando muitas vezes abaixo de 0,7.

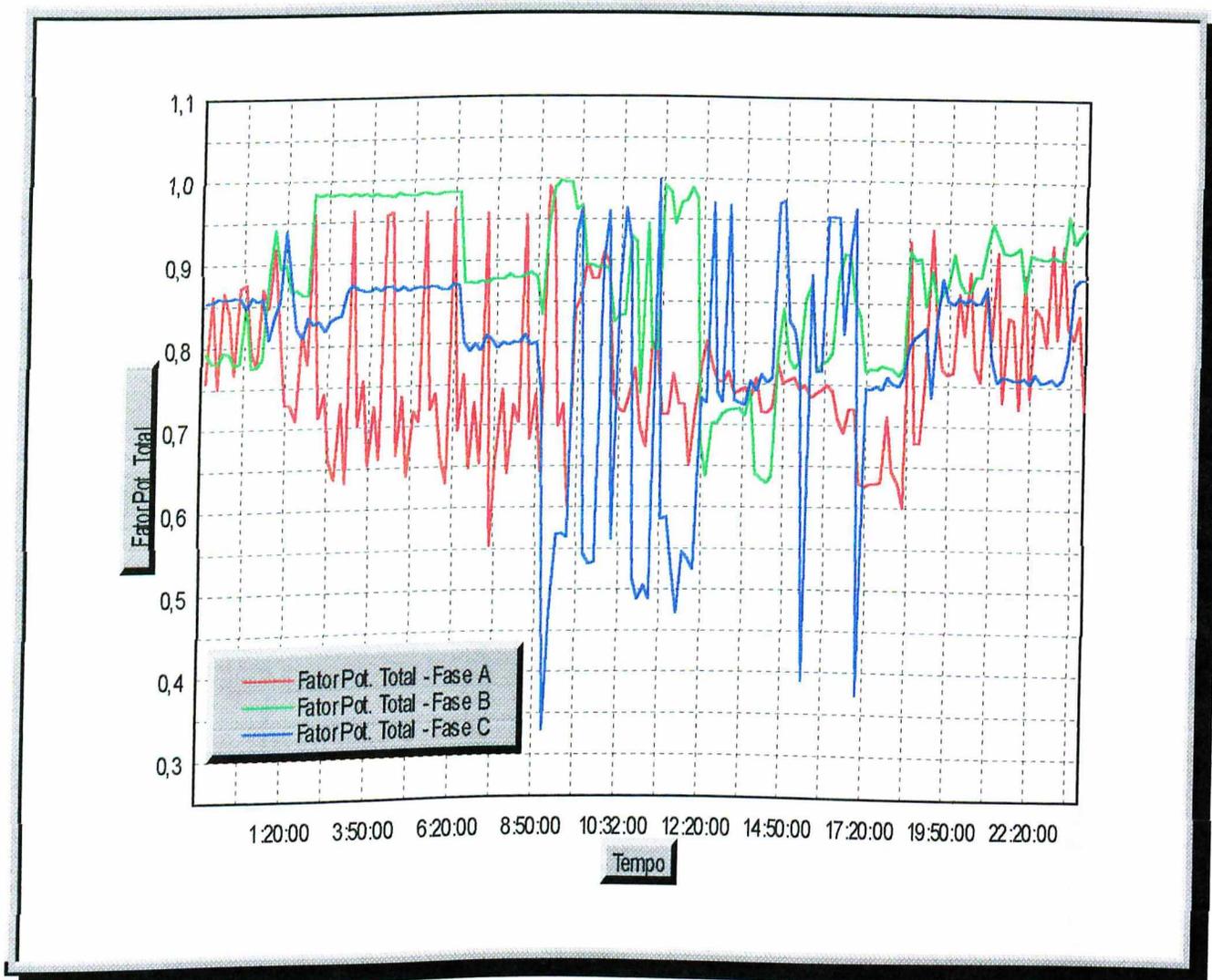


Figura 4.9: Perfil do fator de potência total nas fases A, B e C.

### 4.3.2 – DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DE TENSÃO E CORRENTE

O perfil da distorção harmônica total de corrente ( $DHI_T\%$ ) apresentado na figura 4.10, mostra existência de elevados níveis de  $DHI_T\%$ , principalmente nas fases B e C. A correlação entre a  $DHI_T\%$  e os perfis de consumo é extremamente importante, uma vez que permite diagnosticar se um determinado nível de distorção harmônica poderá comprometer a operação da rede elétrica. Observou-se, também, que as harmônicas mais pronunciadas foram as de ordem 3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup>, e 7<sup>a</sup>.

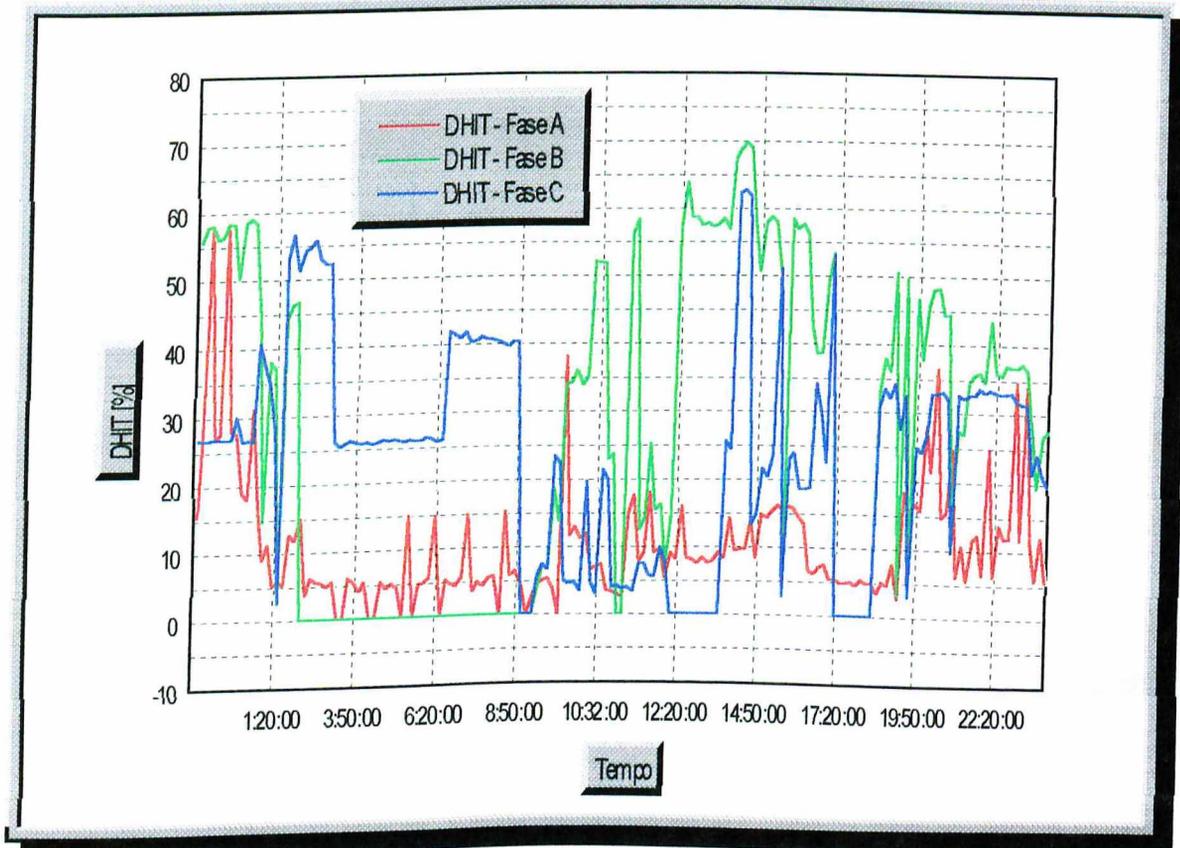


Figura 4.10: Perfil da  $DHI_T\%$  nas fases A, B e C.

Quanto ao aspecto da distorção harmônica total de tensão ( $DHV_T\%$ ) apresentada na figura 4.11, constatou-se um baixo nível de distorção que não poderia ser diferente, uma vez que os já referidos oscilogramas das ondas de tensão apresentaram formas de onda, praticamente, sem deformações. Cabe ressaltar sobre o valor médio de  $DHV_T\%$  da ordem de 2,8%, o qual manteve-se praticamente constante e independente do consumo. Tal fato pode ser atribuído à possível existência de uma pré distorção na tensão de suprimento.

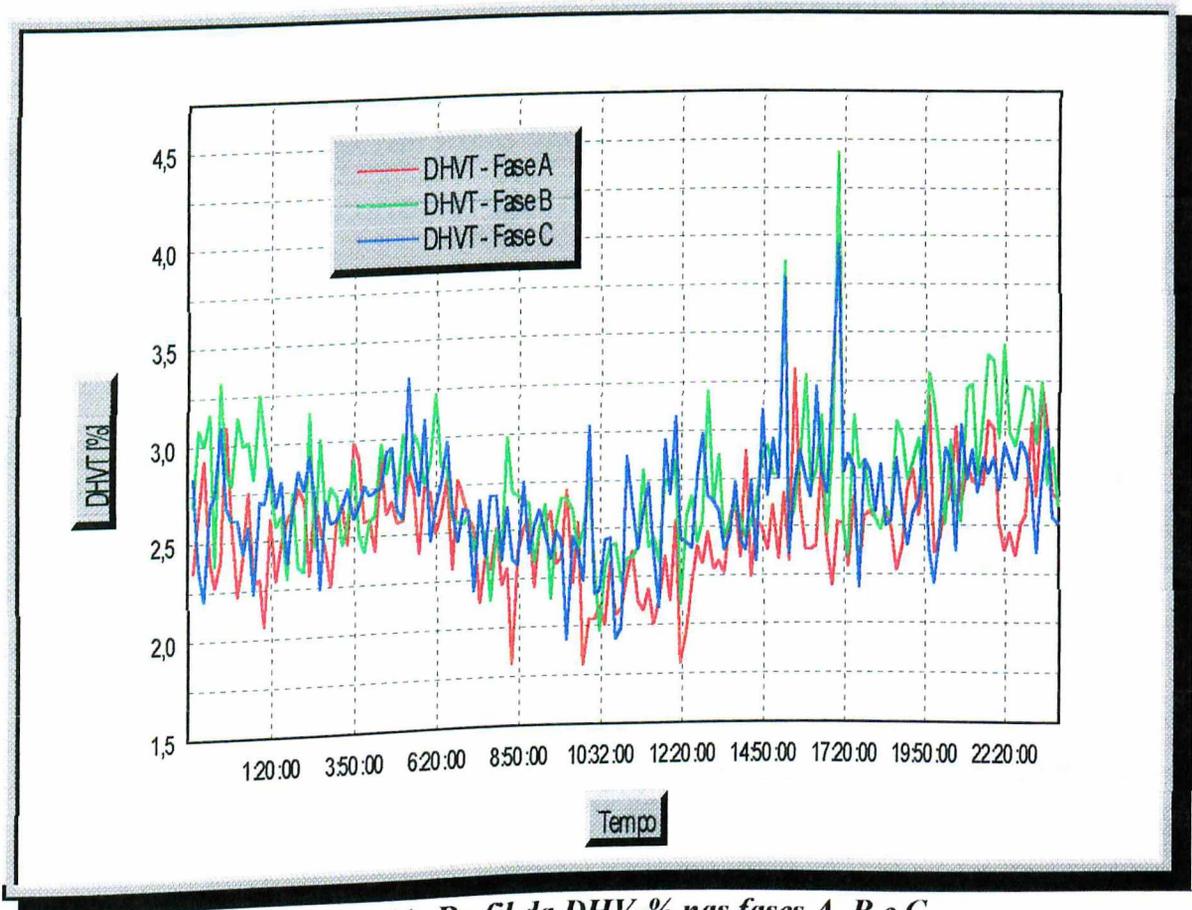


Figura 4.11: Perfil da  $DHV_T\%$  nas fases A, B e C.

### 4.3.3 - MODELAGEM HARMÔNICA ADOTADA PARA A RESIDÊNCIA

Embora os registros da distorção harmônica total de corrente das diversas cargas, tomadas individualmente, tenham revelado altos níveis de  $DHI_T\%$ , verificou-se que a operação simultânea destas está sujeita aos cancelamentos impostos pelos ângulos de fase das correntes, resultando em atenuações dos índices de distorção no sistema de distribuição.

Reconhecendo estes aspectos e a significativa dinâmica do consumo doméstico, surge a necessidade de tratar a residência como uma fonte harmônica global associada a um determinado nível de consumo, buscando representá-la nos estudos de fluxo harmônico nas redes de distribuição.

Para tanto, recorre-se às modelagens, as quais representam o consumidor doméstico como um circuito R-L paralelo a uma fonte de correntes harmônicas[14]. A figura 4.12 ilustra essa combinação.

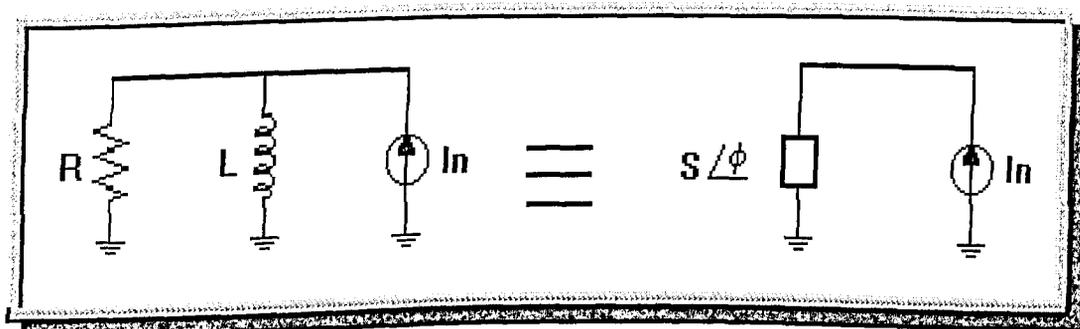


Figura 4.12: Modelo equivalente de um consumidor doméstico.

Assim, através de medições experimentais e da modelagem adotada, cada residência poderá ser tratada como uma carga especial, de forma realística e segura, contemplando os cancelamentos entre as contribuições individuais dos equipamentos e a aleatoriedade das suas conexões.

#### **4.4 - AVALIAÇÃO DO FLUXO HARMÔNICO E DA CIRCULAÇÃO DE REATIVOS PRODUZIDOS POR UM CONJUNTO DE RESIDÊNCIAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO**

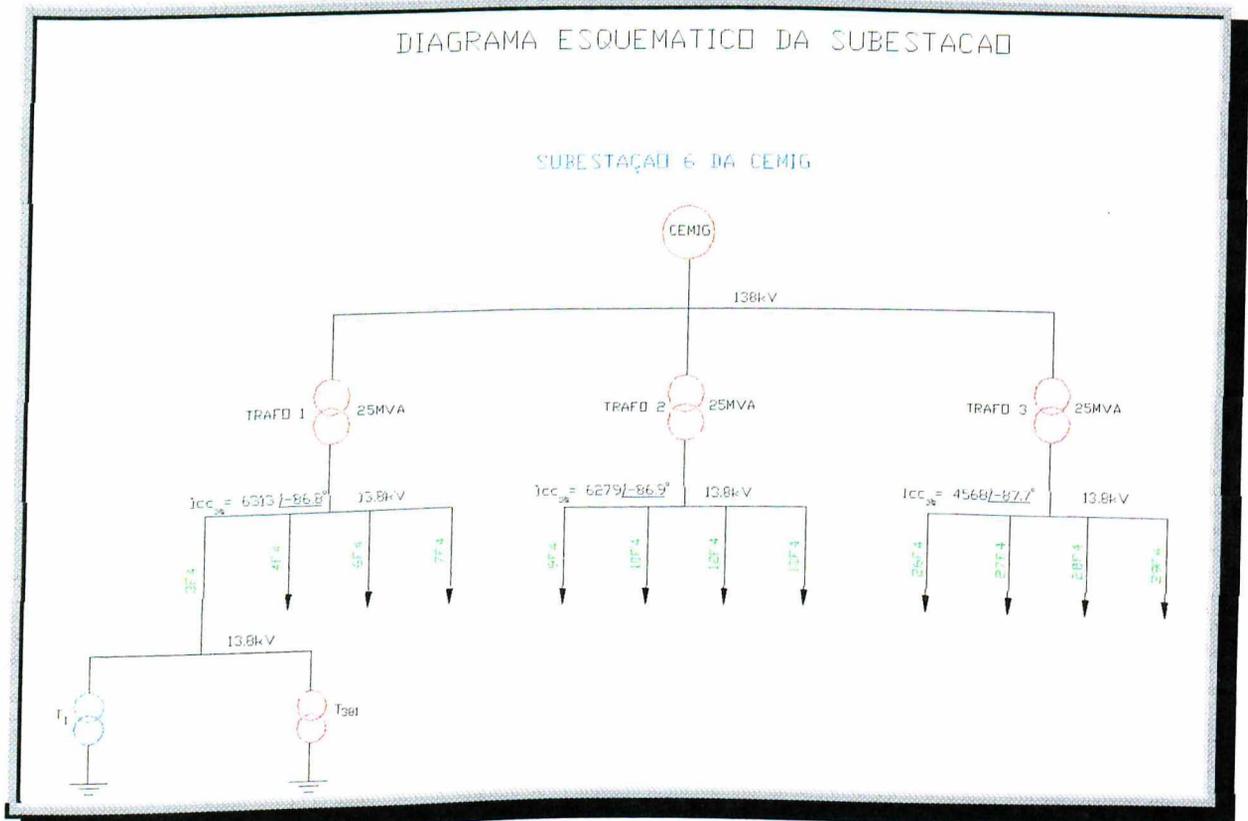
Devido a residência ser considerada uma carga não linear e de baixo fator de potência, de acordo com o que foi apresentado anteriormente, o setor de energia elétrica vem sofrendo o impacto das distorções harmônicas e circulação de reativos.

Nesse sentido, uma vez conhecidos os perfis do consumo de reativos e emissão harmônica em uma instalação doméstica, procurou-se investigar e comprovar as afirmações encontradas na referência [14], através das novas simulações computacionais, analisando a circulação de reativos e os índices de distorção provocados por um conjunto de consumidores domésticos. Nesta etapa foram considerados diversas condições de carregamento. Avaliaram-se, também, as perdas, violação de limites harmônicos e os níveis de tensão resultantes, sobre os componentes que constituem uma rede elétrica de distribuição em baixa tensão.

Para as simulações computacionais, utilizou-se o software baseado no domínio da frequência, conhecido por Power Quality e distribuído pela PROENG. Este software permite analisar itens de qualidade de energia elétrica e sua aplicação está descrita na referência [15].

#### 4.4.1 - DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA ADOTADO PARA ESTUDO

O sistema analisado está visualizado na figura 4.13. Nesta, é mostrado um diagrama simplificado da subestação da concessionária composta por três transformadores principais, dos quais são derivados doze alimentadores transportando energia em 13,8 kV até os transformadores abaixadores. O alimentador, do qual faz parte o transformador  $T_1$  a ser investigado, alimenta um total de 381 transformadores de distribuição.



---

#### 4.4.2 - CASOS ESTUDADOS

Tendo em vista que o conhecimento e os aspectos das grandezas elétricas em residências já foram amplamente discutidos na referência [14], este item propõe analisar o comportamento e o impacto do fluxo harmônico e da circulação de reativos.

Os resultados aqui mostrados se referem à condição de carregamento nominal de um transformador de 45 [KVA] - 13.8/0.22 [KV], alimentando 19 consumidores, conforme ilustra a figura 4.14, ressaltando que se considera para as residências o mesmo perfil de carga imposto no item 4.3.

Assim, condições de carregamento leve, médio e nominal foram impostas ao transformador e, para cada situação, determinaram-se os índices de distorções harmônicas de tensão e corrente, o fator de potência e as perdas ocasionadas no sistema.

---

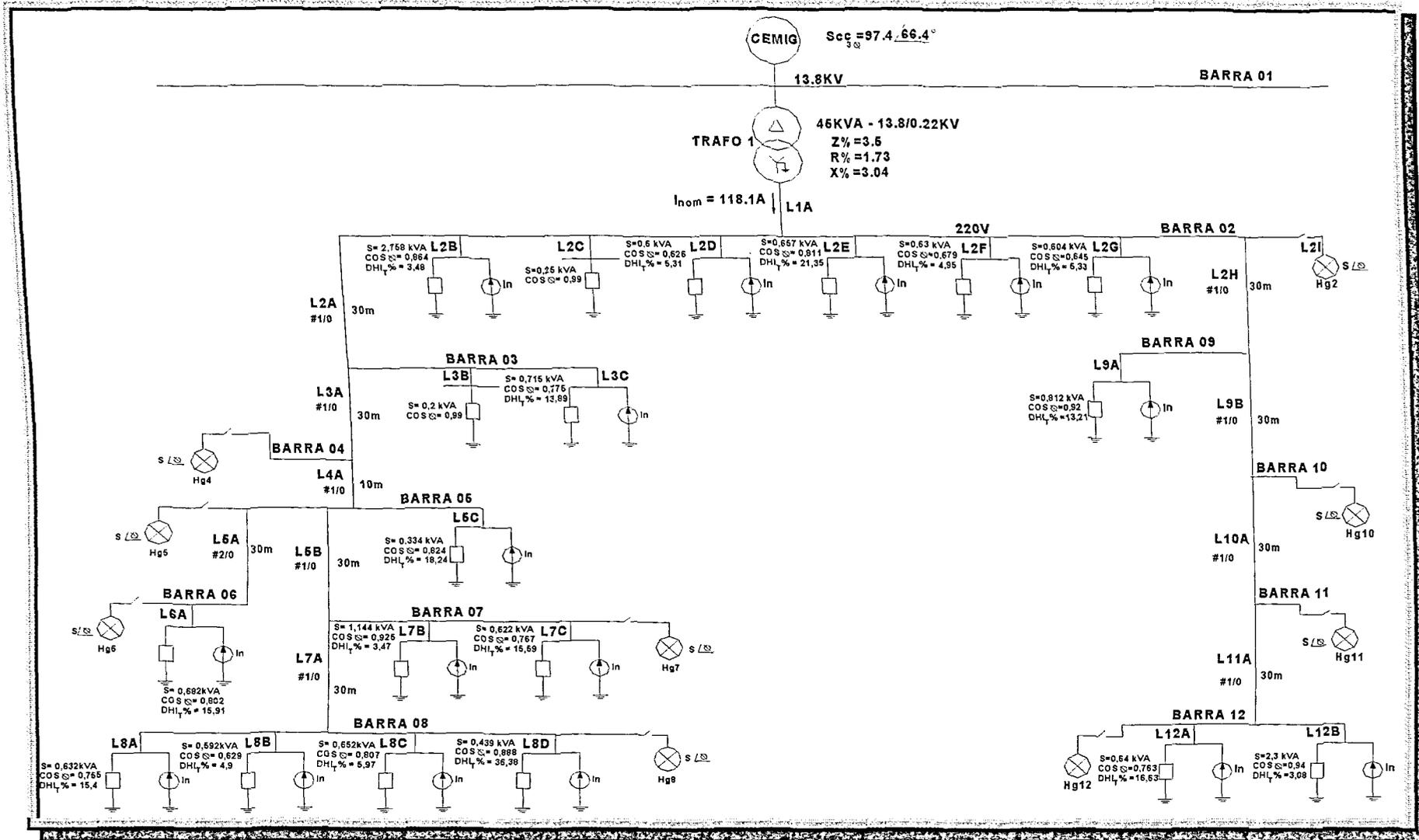


Figura 4.14: Diagrama da rede estudada

#### 4.4.2.1 – CARREGAMENTO LEVE

É uma situação característica do período da madrugada, onde cada consumidor está em condição de carga leve, sob a presença de níveis de  $DHI_T$  elevado.

##### (i) Tensões e Correntes (Fundamental e Total):

Com relação aos níveis de tensão resultantes no sistema mostrados na tabela 4.1, os índices alcançados em cada barra apresentam-se satisfatórios.

A existência de uma situação de carga leve no transformador, mesmo considerando a suposta ocorrência de elevados níveis de distorção de corrente nas instalações residenciais, resulta em condições favoráveis de operação do equipamento e do sistema como um todo. Isto ocorre, principalmente, devido ao fato de que tais níveis de distorções estão associados a inexpressivos índices de correntes, e aos cancelamentos entre as correntes harmônicas impostos pelos ângulos de fase. Uma análise no secundário do transformador (tabela 4.1) mostra, como resultado dos cancelamentos, uma  $DHI_T$  % resultante de 32,53%, onde a componente mais expressiva é de 3ª harmônica, e uma  $DHV_T$  % de 1,23% predominando a 5ª harmônica, como era de se esperar em função da distorção preexistente na rede. Entretanto, tais valores não são preocupantes, uma vez que a corrente fundamental é de aproximadamente 34,12 [A]. Assim, praticamente, não procede a limitação da corrente de operação do transformador devido a problemas de aquecimento por causa das correntes harmônicas.

**Tabela 4.1: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.**

Tensão			Corrente				
Fundamental [V]	Total [V]	DHV <sub>T</sub> [%]	Fundamental [A]	Total [A]	DHI <sub>T</sub> [%]	Inom [A]	Imáx [A]
128,68	128,69	1,23	34,12	35,87	32,53	118,11	117,9

**(ii) Gráfico das Potências (Total e Fundamental) e do Fator de Potência**

A tabela 4.2 mostra a potência e o fator de potência nos terminais do transformador.

**Tabela 4.2: Potência e fator de potência no transformador.**

Potência							Fator de Potência	
Total				Fundamental			Fund	Total
Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVAR]	Distorção [KVAd]	Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVAR]		
4,62	3,50	2,62	1,46	4,39	3,51	2,64	0,799	0,759

O carregamento do transformador atingiu cerca de 25% da carga nominal ( $S_{TOTAL} = 4,62$  kVA), sendo 58% deste carregamento correspondente à potência ativa, 31,86% à reativa e 10% à potência de distorção (figura 4.15). Como se pode notar a potência devido às harmônicas não é expressiva, mas verifica-se um notável consumo de reativo (figura 4.16). Consequentemente, o fator de potência fundamental no transformador é baixo ( $\cos\phi = 0,799$ ), atingindo 0,8 em função das harmônicas (figura 4.17).

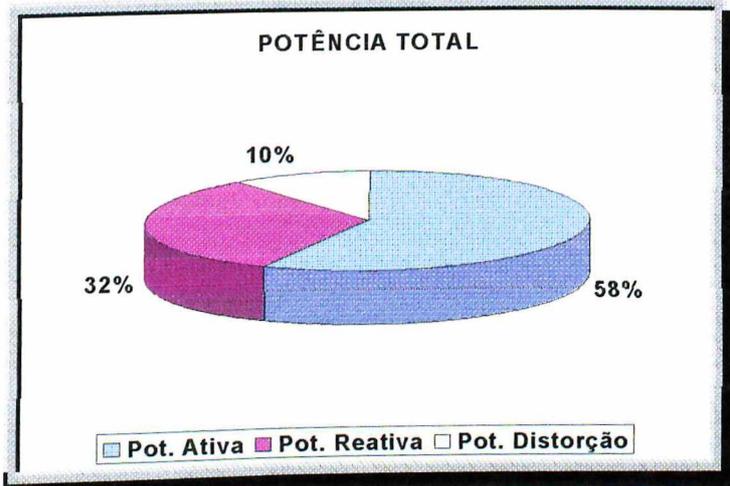


Figura 4.15: Potência Total no transformador.

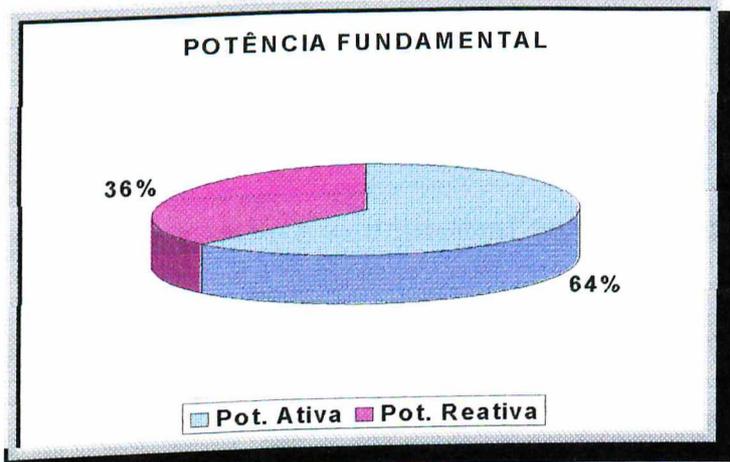


Figura 4.16: Potência Fundamental no transformador.

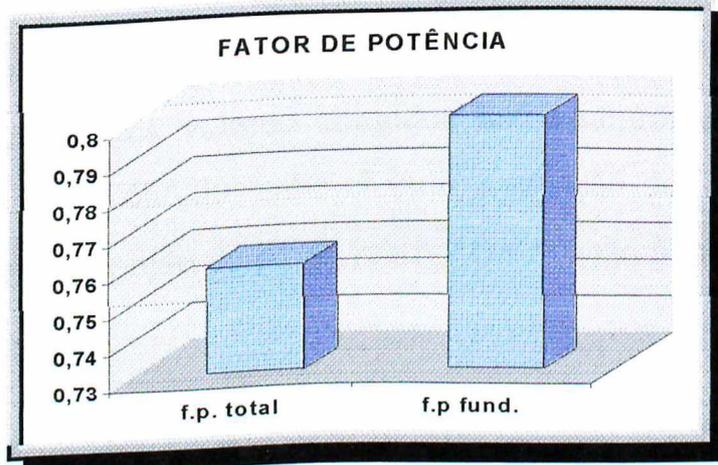


Figura 4.17: Fator de Potência Total e Fundamental no transformador.

### (iii) Perdas no Transformador e na Rede

A tabela 4.3 mostra os resultados das perdas no transformador e nos cabos obtidos nas simulações.

*Tabela 4.3: Perdas no transformador e na rede elétrica para carregamento leve.*

Perdas	Transformador	Cabos	Rede Elétrica
Perda Fundamental [KW]	0,123	0,015	0,138
Perda Harmônica [KW]	0,004	0,002	0,006
Perda Total [KW]	0,127	0,018	0,145
Perda Fundamental Ativa [KW]	0,015	0,009	0,024
Perda Fundamental Reativa [KW]	0,108	0,006	0,114

### (iv) Gráficos das Perdas Total e Fundamental no Transformador e na Rede

No tocante às perdas, devido à carga leve do transformador, estas não alcançaram valores significativos devido à fundamental e às harmônicas. É importante observar que, no transformador, a parcela referente às perdas reativas é bastante expressiva (88%), contra (12%) de perda ativa. Já nos cabos, a perda ativa é bem mais pronunciada do que a reativa. Computando as perdas totais na rede, os valores atingidos não comprometem a operação eficiente do sistema. Contudo, cabe chamar a atenção do leitor no que diz respeito à notável proporção da perda reativa em relação à perda fundamental total

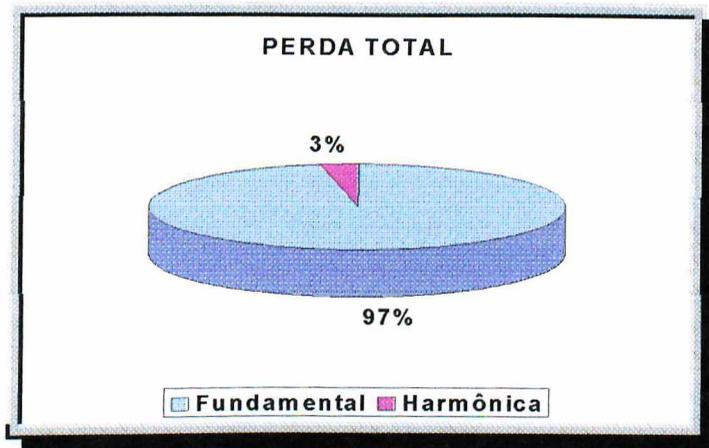


Figura 4.18: Perda Total no transformador.

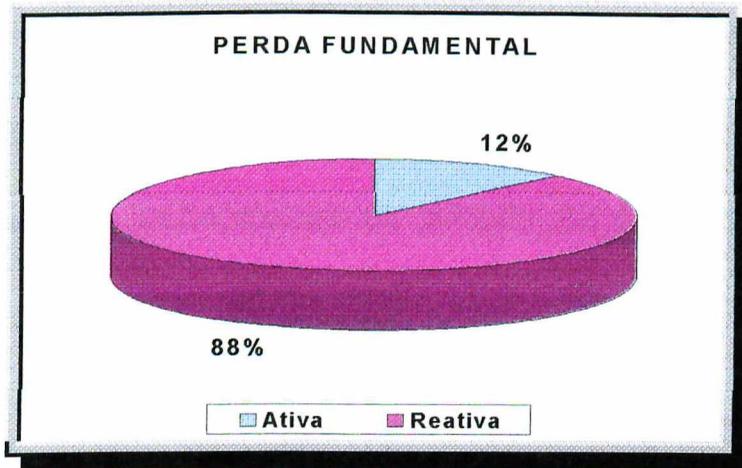


Figura 4.19: Perda Fundamental no transformador.

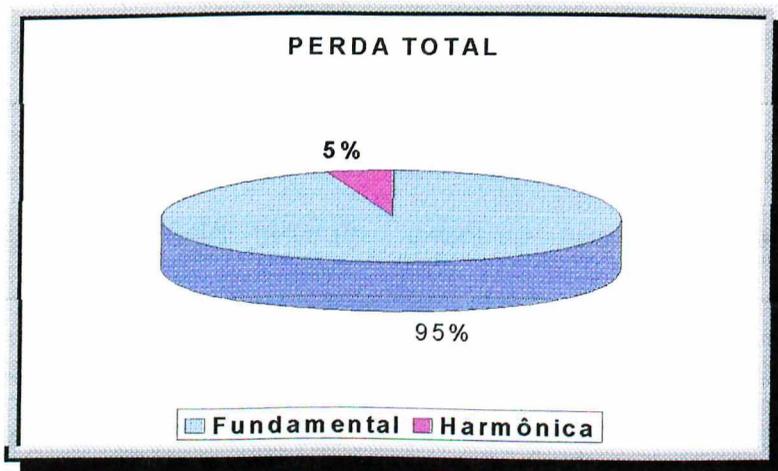
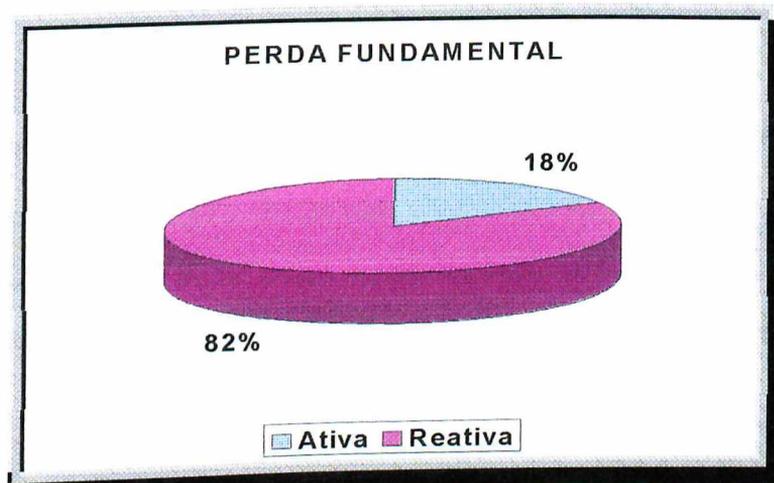


Figura 4.20: Perda Total na rede elétrica.



*Figura 4.21: Perda Fundamental na rede elétrica.*

#### 4.4.2.2 – CARREGAMENTO MÉDIO

É uma situação característica do período do dia, sem a iluminação pública.

##### (i) Tensões e Correntes (Fundamental e Total):

Os níveis de tensão resultantes no sistema apresentam-se levemente superiores a 127 V em algumas barras mais distantes do transformador sem, contudo, violar os limites normatizados.

Novamente, os resultados não apresentam aspectos negativos nas condições operacionais do sistema, cabendo nesta situação as mesmas análises efetuadas para o caso anterior, no que diz respeito a todas as grandezas estudadas. Há que se considerar, no entanto, que nesta condição de carga, os índices das correntes harmônicas injetadas foram, menores com relação aos do caso anterior, procurando seguir os perfis de consumo e

geração harmônica obtidos através das medições. Desta maneira, o nível da  $DHI_T\%$  no secundário do transformador, resultante dos cancelamentos ocorridos, foi de 13,85%. Quanto aos níveis de distorção de tensão, também estão compatíveis com a pré distorção considerada na tensão de suprimento. As componentes harmônicas mais expressivas, novamente, são a 3ª para a corrente e a 5ª para a tensão. A corrente fundamental, obviamente, atinge (aproximadamente 50% da corrente nominal) 56,78[A], constatando-se a inexistência de problemas de aquecimento no transformador devido às harmônicas.

**Tabela 4.4: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.**

Tensão			Corrente				
Fundamental [V]	Total [V]	DHV <sub>T</sub> [%]	Fundamental [A]	Total [A]	DHI <sub>T</sub> [%]	Inom [A]	Imáx [A]
127,93	127,94	0,87	56,78	57,32	13,85	118,11	118,06

## (ii) Gráfico das Potências (Total e Fundamental) e do Fator de Potência

A tabela 4.5 indica a potência e o fator de potência nos terminais do transformador.

**Tabela 4.5: Potência e fator de potência no transformador.**

Potência							Fator de Potência	
Total				Fundamental			Fund	Total
Aparente [kVA]	Ativa [kW]	Reativa [kVAR]	Distorção [kVAd]	Aparente [kVA]	Ativa [kW]	Reativa [kVAR]		
7,33	6,01	4,07	1,05	7,26	6,01	4,08	0,827	0,819

Da potência total resultante (50% da nominal), cerca de 67% corresponde à potência ativa, 31% à reativa e 2% à potência de distorção. Neste caso a potência devido às harmônicas é insignificante, e a presença do baixo fator de potência ( $\cos\phi = 0,819$ ) é atribuída ao considerável consumo de reativo acima citado.

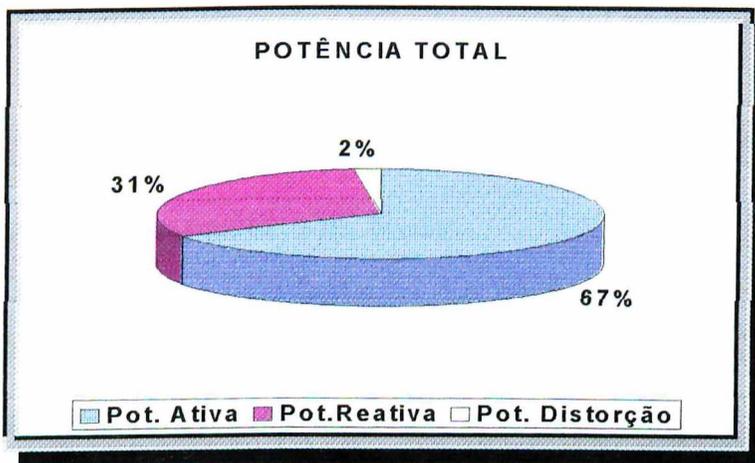


Figura 4.22: Potência Total no transformador.

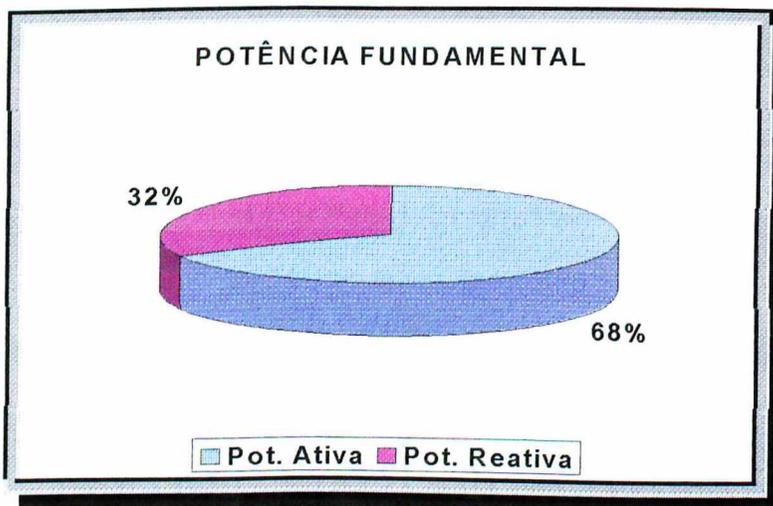


Figura 4.23: Potência Fundamental no transformador.

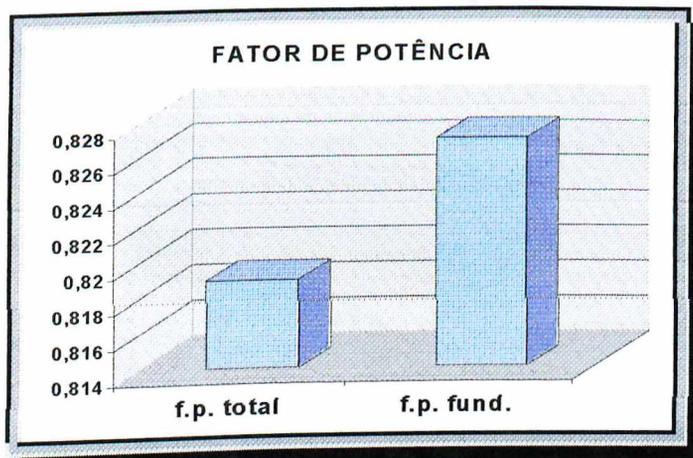


Figura 4.24: Fator de Potência Total e Fundamental no transformador.

### (iii) Perdas no Transformador e na Rede

A tabela 4.6 apresenta os resultados das perdas no transformador e nos cabos.

Tabela 4.6: Perdas no transformador e na rede elétrica para condição de carga média.

Perdas	Transformador	Cabos	Rede Elétrica
Perda Fundamental [KW]	0,163	0,042	0,205
Perda Harmônica [KW]	0,002	0,001	0,003
Perda Total [KW]	0,165	0,043	0,208
Perda Fundamental Ativa [KW]	0,043	0,030	0,073
Perda Fundamental Reativa [KW]	0,120	0,012	0,132

### (iv) Gráficos das Perdas Total e Fundamental no Transformador e na rede

No tocante às perdas, os valores alcançados não são comprometedores, chamando novamente a atenção para a significativa parcela de perdas causadas pelas correntes reativas, (63,72% da perda fundamental) circulando pela rede.

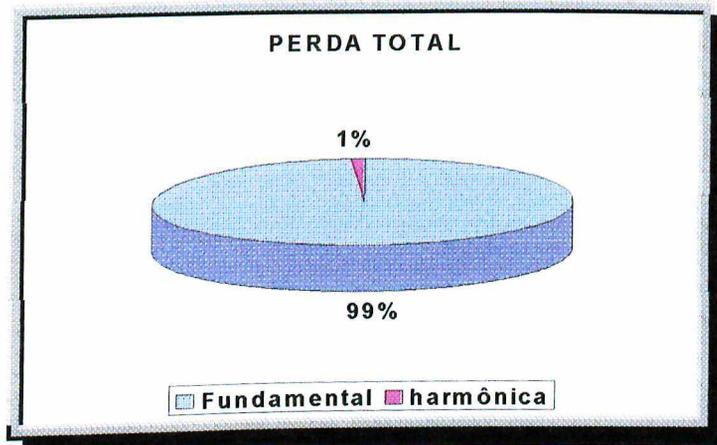


Figura 4.25: Perda Total no transformador.

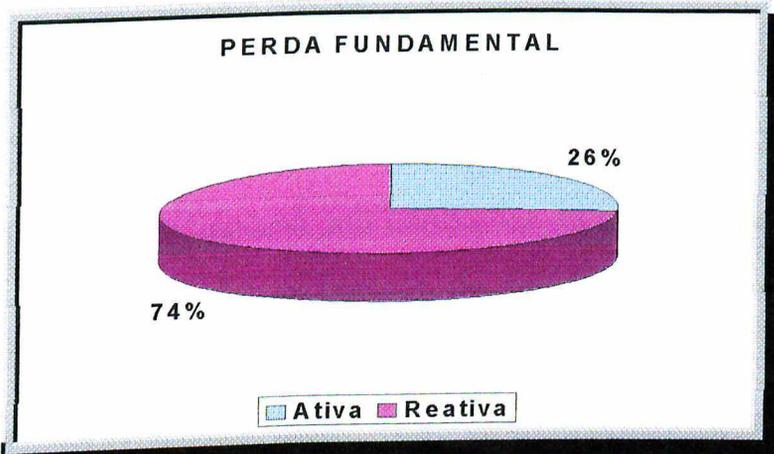


Figura 4.26: Perda Fundamental no transformador.

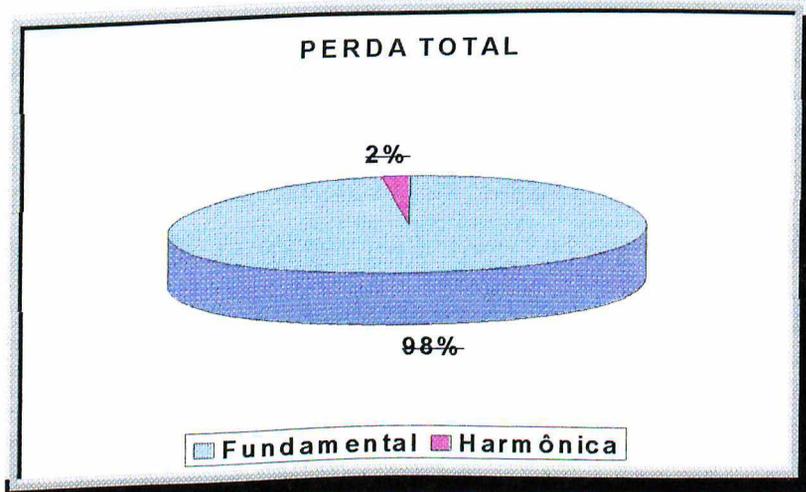


Figura 4.27: Perda Total na rede elétrica.

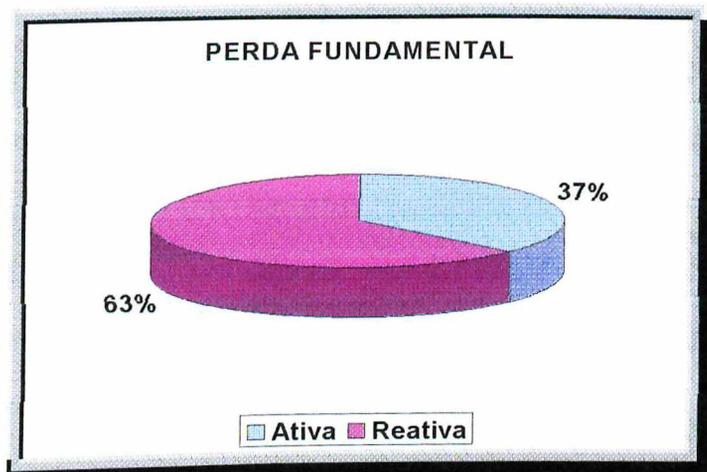


Figura 4.28: Perda Fundamental na rede elétrica.

#### 4.4.2.3 – CARREGAMENTO NOMINAL

Comportamento do sistema sob condições de carregamento nominal do transformador, caracterizando o horário de ponta e a iluminação pública presente.

##### (i) Tensões e Correntes (Fundamental e Total)

Considerando os níveis de tensão resultantes no sistema, os índices alcançados em algumas barras mais distantes e carregadas apresentam-se baixos, sem contudo violar os limites tolerados.

A existência de uma situação de carga nominal no transformador proporciona uma análise de dados mais expressivos. A exemplo, quanto ao comportamento do fluxo harmônico injetado por cada consumidor na rede elétrica, foi possível visualizar melhor a dinâmica e algumas particularidades dos cancelamentos entre as harmônicas. Observou-se o domínio das correntes de magnitude elevadas e pouco distorcidas sobre as demais correntes de

menor valor que circulam por um mesmo trecho, mesmo estando estas associadas a níveis de distorções elevados. O índice de distorção harmônica total de corrente resultante no lado de baixa tensão do transformador, foi de 11,64%. Os níveis de  $DHV_T\%$  não ultrapassaram os limites recomendados em nenhuma parte do sistema, resultando em 2,66% de distorção no secundário do transformador. Neste caso, não foi necessária a redução da corrente de operação do transformador devido às harmônicas.

**Tabela 4.7: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.**

Tensão			Corrente				
Fundamental [V]	Total [V]	$DHV_T$ [%]	Fundamental [A]	Total [A]	$DHI_T$ [%]	Inom [A]	Imáx [A]
125,78	125,83	2,66	118,92	119,73	11,64	118,11	118,05

### (ii) Gráfico das Potências (Total e Fundamental) e do Fator de Potência

A tabela 4.8 indica a potência e o fator de potência nos terminais do transformador.

**Tabela 4.8: Potência e fator de potência no secundário do transformador.**

Potência							Fator de Potência	
Total				Fundamental			Fund	Total
Aparente [kVA]	Ativa [kW]	Reativa [kVAR]	Distorção [KVAd]	Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVAR]		
15,06	12,32	8,49	1,75	15,00	12,31	8,50	0,823	0,818

Os níveis de potência apresentam 67% da potência total correspondente à potência ativa, 32% à reativa e 1% à potência de distorção. Consequentemente, o fator de potência fundamental apresenta-se baixo em função do notável consumo de reativo.

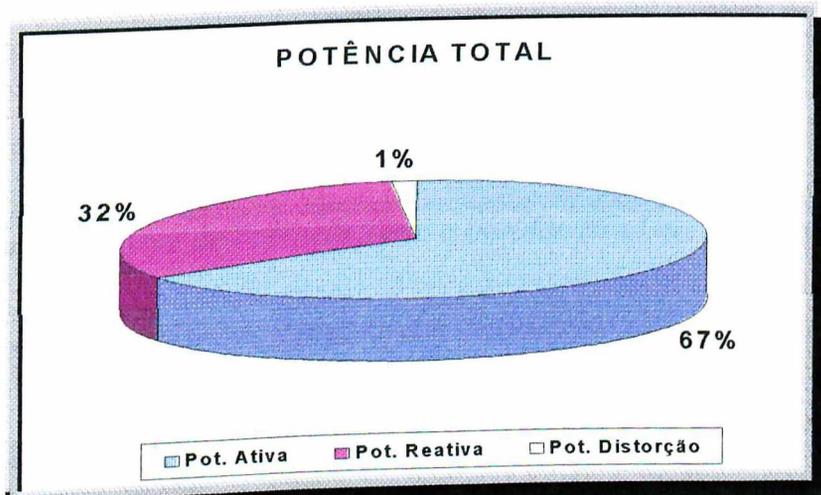


Figura 4.29: Potência Total no Transformador.

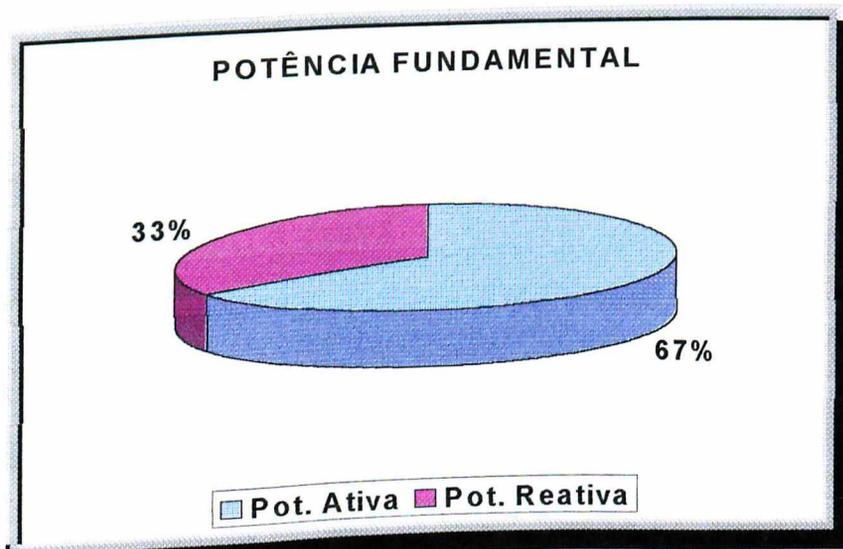


Figura 4.30: Potência Fundamental no Transformador.

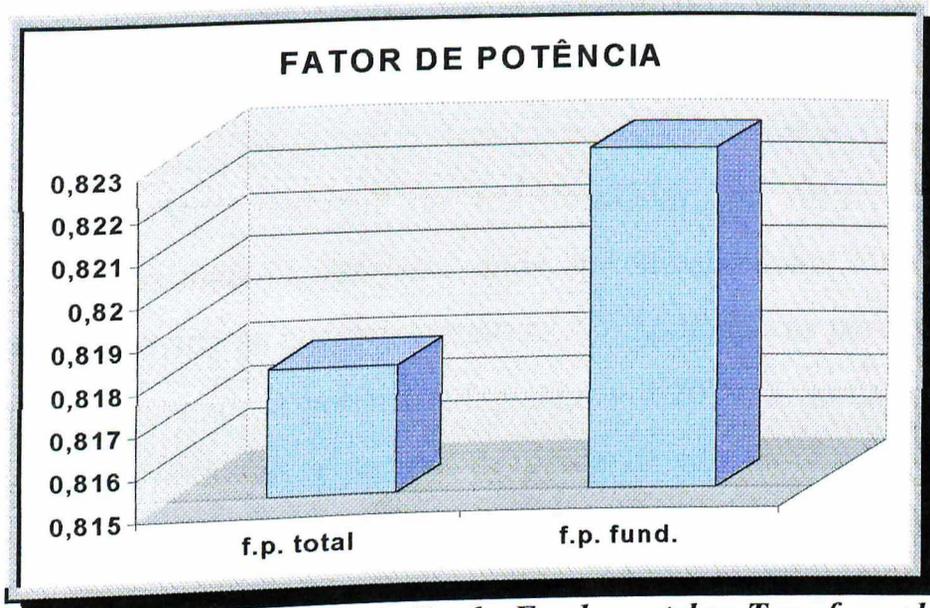


Figura 4.31: Fator de Potência Total e Fundamental no Transformador.

### (iii) Perdas no Transformador e na Rede Elétrica

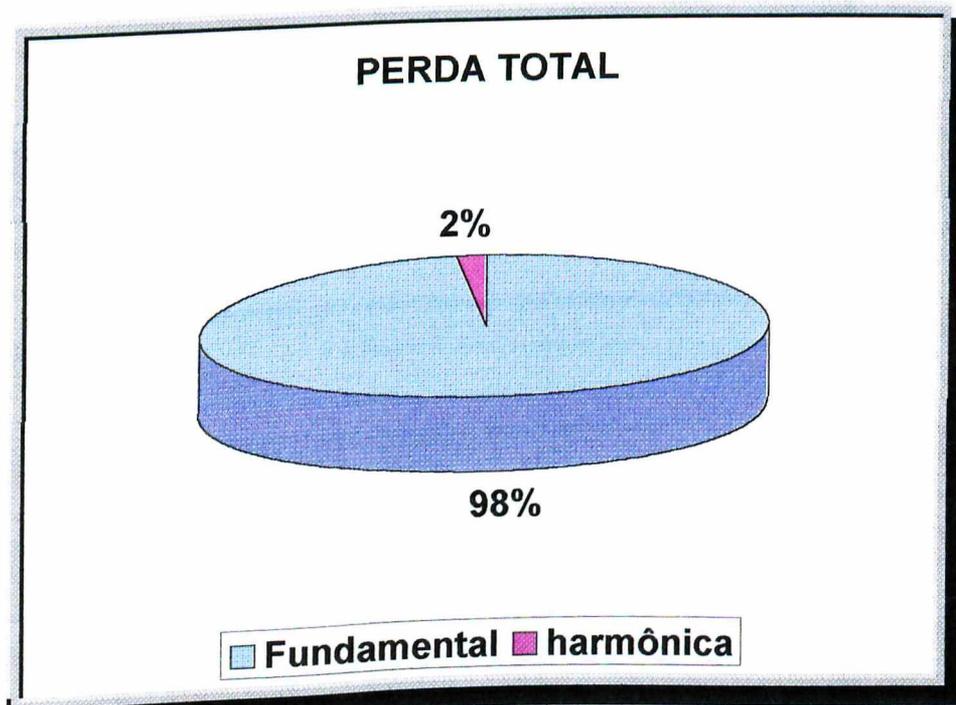
A tabela 4.9 indica os resultados das perdas no transformador e nos cabos obtidos por simulações computacionais.

Tabela 4.9: Perdas no transformador e na rede elétrica para condição de carga nominal.

Perdas	Transformador	Cabos	Rede Elétrica
Perda Fundamental [KW]	0,377	0,156	0,533
Perda Harmônica [KW]	0,006	0,006	0,012
Perda Total [KW]	0,383	0,161	0,544
Perda Fundamental Ativa [KW]	0,187	0,105	0,292
Perda Fundamental Reativa [KW]	0,189	0,051	0,240

#### (iv) Gráficos das Perdas Total e Fundamental no Transformador e na rede

Devido à carga nominal do transformador, os níveis de perdas alcançaram valores mais expressivos, onde aproximadamente 50% da perda fundamental foi devido às correntes reativas. Computando as perdas totais na rede, 97,8% corresponde à perda fundamental e 2,20% à perda harmônica. No carregamento nominal, a parcela de perda devido às correntes reativas apresenta percentuais menores da perda fundamental, se comparada com as condições de carga leve e média. Mais de 40% da perda fundamental se deve à circulação de correntes reativas pelo transformador e cabos que constituem a rede elétrica sob análise.



*Figura 4.32: Perda Total no transformador.*

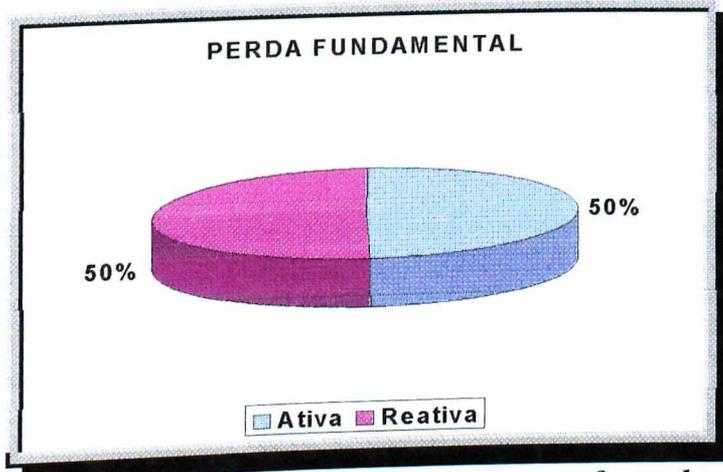


Figura 4.33: Perda Fundamental no transformador.

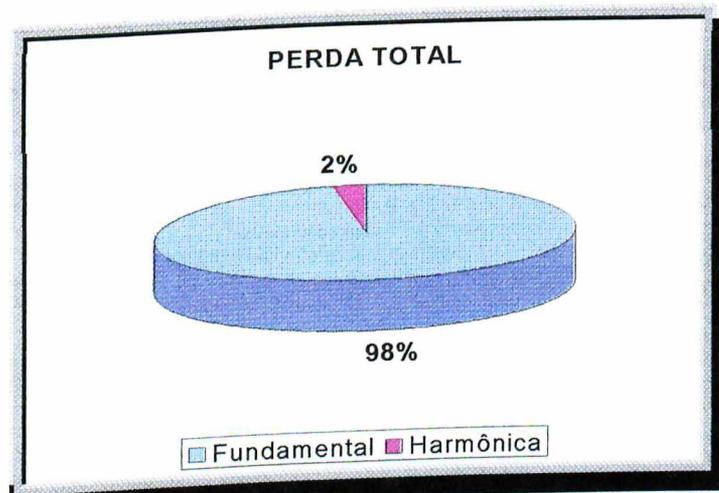


Figura 4.34: Perda Total na rede elétrica.

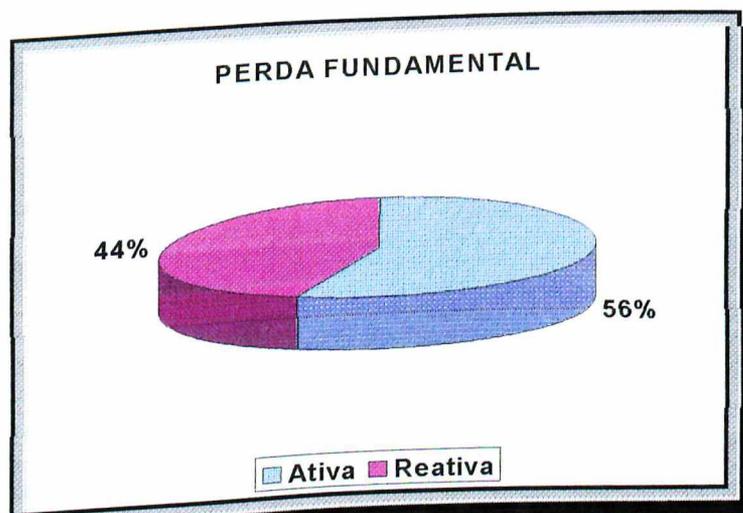


Figura 4.35: Perda Fundamental na rede elétrica.

A tabela 4.10, no intuito de facilitar a comparação entre os valores obtidos dos gráficos, apresenta uma compilação dos resultados das simulações.

*Tabela 4.10: Compilação dos valores obtidos na simulação para o complexo elétrico residencial.*

		Carregamento Leve	Carregamento Médio	Carregamento Nominal
Tensão Fundamental	[V]	128,68	127,93	125,78
Tensão Total	[V]	128,69	127,94	125,83
Distorção Harm. de Tensão	[%]	1,23	0,87	2,66
Corrente Fundamental	[A]	34,12	56,78	118,92
Corrente Total	[A]	35,87	57,32	119,73
Distorção Harm. De Corrente	[%]	32,53	13,85	11,64
Potência Aparente	[KVA]	4,62	7,33	15,06
Potência Ativa	[KW]	3,50	6,01	12,32
Potência Reativa	[KVA <sub>r</sub> ]	2,62	4,07	8,49
Potência de Distorção	[KVAd]	1,46	1,05	1,75
Fator de Potência		0,759	0,819	0,818
Perda Ativa	[KW]	0,024	0,073	0,292
Perda Reativa	[KW]	0,114	0,132	0,240
Perda Harmônica	[KW]	0,006	0,003	0,012
Perda Total	[KW]	0,145	0,208	0,544

## 4.5 – IMPACTO FINANCEIRO DAS PERDAS TÉCNICAS PARA A CONCESSIONÁRIA E PARA O GOVERNO

Neste item, realizar-se-á um estudo avaliando o montante financeiro que a concessionária e o governo deixam de arrecadar devido às perdas técnicas, no sistema de distribuição adotado, o qual foi apresentado nos itens 4.4.1 e 4.4.2.

Para proceder à análise aqui proposta, será utilizada a curva apresentada na figura 4.36, onde se tem estabelecido, para um período de 24 horas, as condições de carregamento da rede elétrica, conforme períodos distintos de operação:

- 12 horas – Carregamento leve ( $S_{\text{Leve}}$ );
- 08 horas – Carregamento médio ( $S_{\text{Médio}}$ );
- 04 horas – Carregamento nominal ( $S_{\text{Nominal}}$ ).

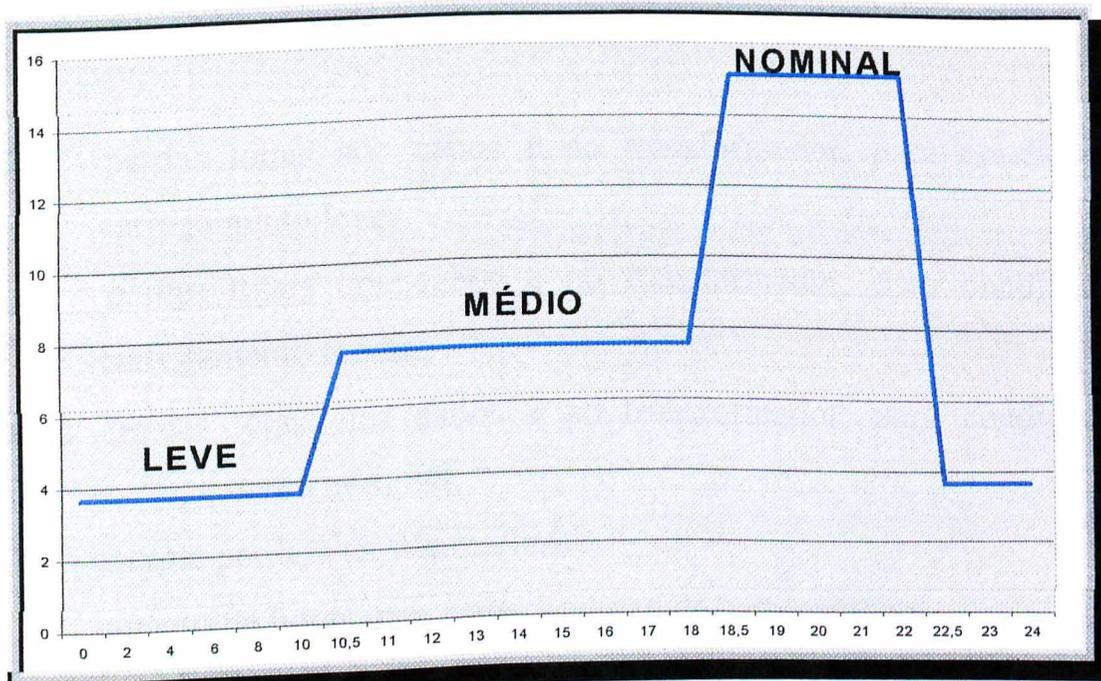


Figura 4.36: Curva característica de carregamento da rede elétrica.

As perdas são tratadas em forma de energia (KWh perdido) durante um período de 24 horas e utilizando a tabela 4.11 onde encontram-se as perdas totais nos cabos e no transformador, obtidas nas simulações computacionais.

*Tabela 4.11: Perdas totais obtidas nas simulações.*

Casos simulados	Perdas totais [KW]
Carregamento leve	0,145
Carregamento médio	0,208
Carregamento nominal	0,544

Utilizando os valores das perdas totais da tabela 4.11, e aplicando o cálculo da energia perdida segundo a equação (17), é estimado o valor em KWh/dia, para períodos distintos de operação.

$$w_p = pt_{Sleve} * h + pt_{Smédio} * h + pt_{Snominal} * h \quad (17)$$

Onde:

$pt_{Sleve}$ : perdas totais nos cabos e no transformador, para condição de carregamento leve;

$pt_{Smédio}$ : perdas totais nos cabos e no transformador, para condição de carregamento médio;

$pt_{Snominal}$ : perdas totais nos cabos e no transformador, para condição de carregamento nominal;

$w_p$ : energia perdida (KWh.dia/fase);

$h$ : número de horas para cada condição de carregamento.

Os resultados quantitativos para as simulações efetuadas determinaram os valor de KWh.dia/fase a seguir:

$$w_p = 5,58 \text{ [KWh.dia/fase]}$$

Partindo do princípio de que as três fases tenham características semelhantes e utilizando a equação (18), poder-se-á estipular para um mês os valores de energia perdida.

$$w_T = f * d * w_p$$

(18)

Onde:

$w_T$ : energia perdida nas três fases durante o mês;

$f$ : número de fases;

$w_p$ : energia perdida em uma fase, para um dia;

$d$ : número de dias.

Os resultados quantitativos (total 3 $\Phi$ ) para os casos em estudo culminaram nos seguintes valores:

$$w_t = 3 * 30 * 5,58 = 502,20 \text{ [KWh/mês]}$$

Considerando que se tenha obtido os mesmos resultados para os 381 transformadores, teremos para o alimentador (figura 4.13), uma estimativa do valor de energia perdida:

$$w_{tp} = 381 * 502,20 = 191,34 \text{ [MWh/mês]}$$

Separando as perdas totais entre cabos e transformadores obtém-se a tabela 4.12 e a figura 4.37, que mostra o quanto cada componente atua sobre este problema, em valor real [KWh/mês] e em porcentagens.

Tabela 4.12: Perdas totais de energia nos cabos e nos transformadores.

	Perdas totais [KWh/mês]	Perdas (%)
Cabos	47.835	25
Transformador	143.505	75
Total	191.340	100

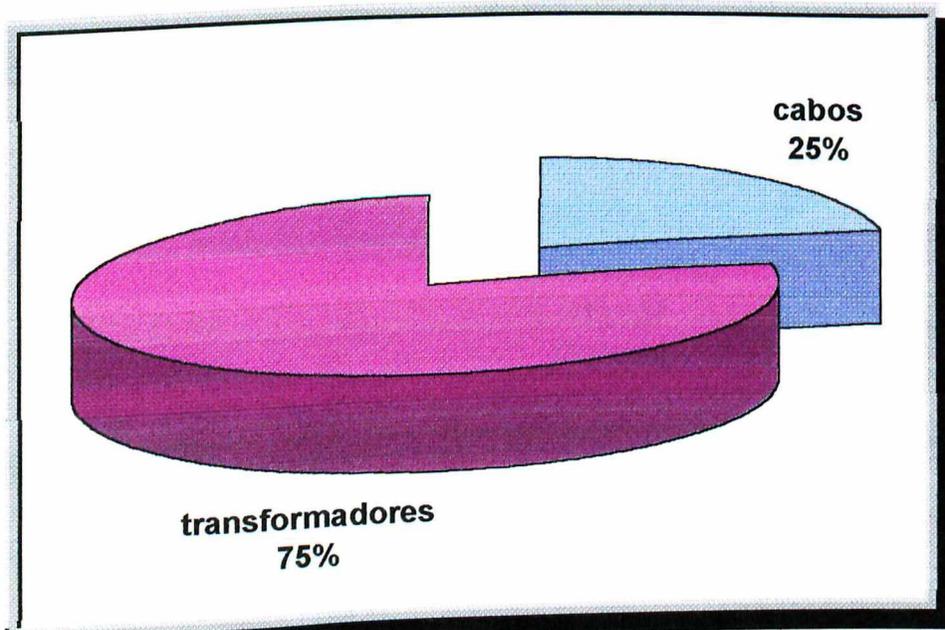
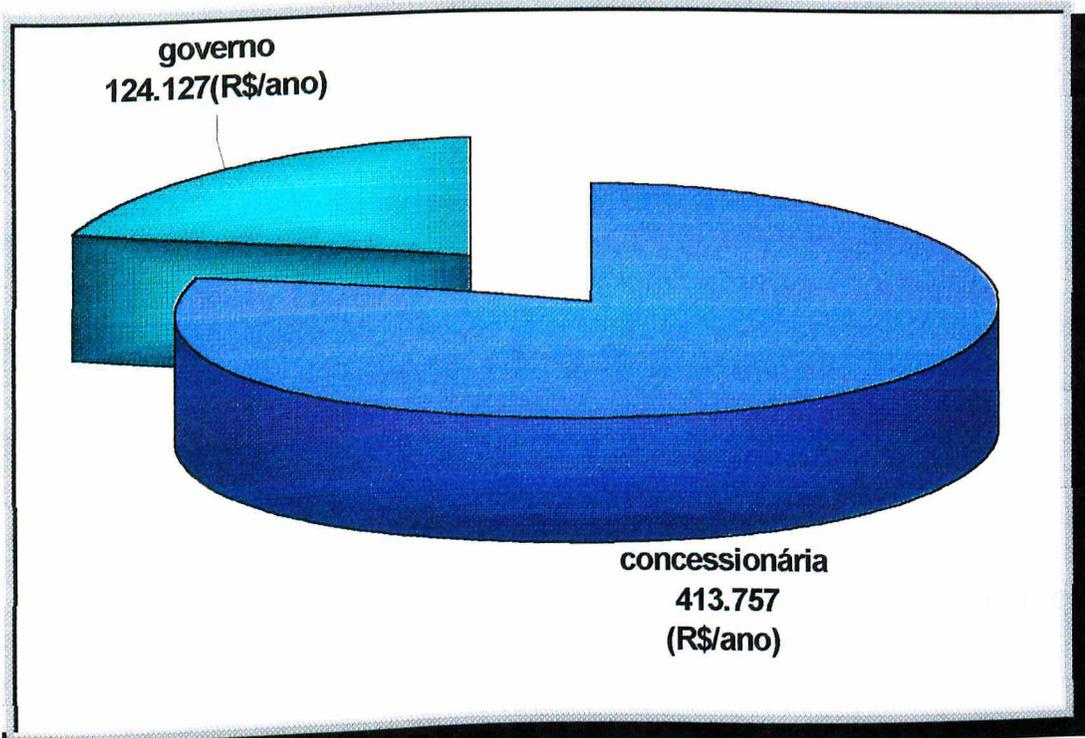


Figura 4.37: Perdas totais nos cabos e nos transformadores.

Realizando uma análise financeira sobre as perdas mensais de energia, no qual se considera o valor de R\$ 0,1802 por KWh e o ICMS de 30%, os valores deixados de arrecadar tanto pelo governo como pela concessionária, para o sistema analisado, em um ano, podem ser estimados conforme a tabela 4.13 e figura 4.38.

*Tabela 4.13: Potência, perdas de energia e arrecadação financeira.*

<b>Potência instalada</b>	<b>[KVA]</b>	<b>17.145</b>
<b>Perda de energia</b>	<b>[MWh/ano]</b>	<b>2.296,10</b>
<b>Perda financeira da concess.</b>	<b>[R\$/ano]</b>	<b>413.757,00</b>
<b>Perda de ICMS</b>	<b>[R\$/ano]</b>	<b>124.127,00</b>



*Figura 4.38: Perda de arrecadação da concessionária e do governo.*

## 4.6 – O CONSUMO E A IMPORTÂNCIA DA ANÁLISE DAS PERDAS

### (i) Brasil (Dados globais)

Adicionalmente aos enfoques relativos às perdas financeiras da concessionária e à arrecadação do ICMS, o assunto em questão passa a constituir um assunto de suma importância, quando qualificado e quantificado o número de consumidores em BT.

Segundo a Secretaria Executiva do Siese [5] (Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica), órgão da Eletrobrás, com a compilação dos dados referentes ao desempenho do setor elétrico no ano de 1999, foram consumidos:

- **Total:** 291.858 [GWh];
- **Classe industrial:** 124.190 [GWh];
- **Classe comercial:** 43.579 [GWh];
- **Classe residencial:** 81.330 [GWh].

Tais valores, conforme mostrado na figura 4.39, evidenciam o percentual distribuído entre os consumidores.

---

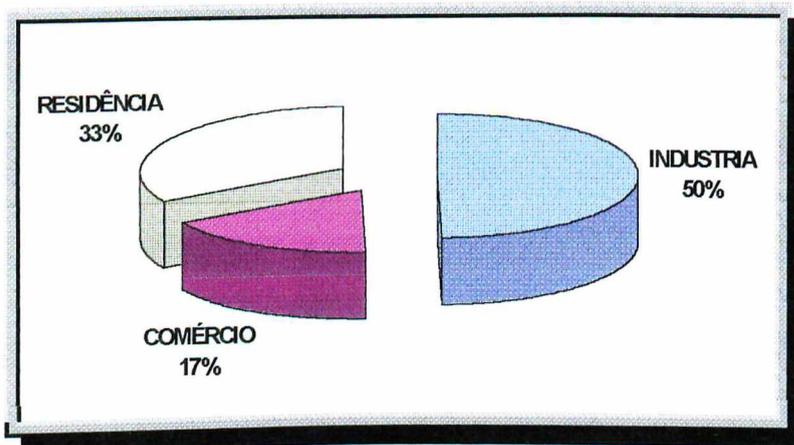


Figura 4.39: Consumo residencial, comercial e industrial no Brasil.

Quanto ao número de consumidores, tem-se um total de 45,2 milhões, sendo 38,6 milhões residenciais consumindo durante o ano de 1999 uma energia de, em média, 2.103 [KWh].

Considerando que, no Brasil, o percentual de perdas técnicas na distribuição seja de 7% e que a BT (residência e comércio) consumiu, no ano de 1999, o equivalente à 124.909 [GWh], a quantidade de energia perdida neste setor foi de 8.743,63 [GWh]. Admitindo que aproximadamente 20% deste valor pode ser reduzido, tem-se um montante de 1.748,73 [GWh]. Por outro lado, assumindo a média do consumo residencial da ordem de 2.103 [KWh/ano], a redução disponibilizaria energia para aproximadamente 831,54 mil casas.

Analisando em termos financeiros, para o total de 1.748,73 [GWh], a concessionária deixa de receber, para um valor médio de R\$104,00/MWh, aproximadamente R\$181,87 milhões/ano. Para o governo estadual, em forma de ICMS (25% do valor da mercadoria), este valor é de R\$45,47 milhões/ano.

De uma forma global, a tabela 4.14 sintetiza o perfil do consumo elétrico residencial e comercial registrado em 1999.

Tabela 4.14: Valores de consumo e recuperação de energia em BT no Brasil.

Número de consumidores residenciais	[milhões]	38,6
Consumo médio na residência	[KWh]	2.103
Consumo residencial total no Brasil	[GWh]	81.330
Consumo comercial total no Brasil	[GWh]	43.579
Consumo em Baixa Tensão no Brasil	[GWh]	124.909
Perdas técnicas de energia em BT (7%)	[GWh]	8.743,64
Energia recuperada (20% da perda em BT)	[GWh]	1.748,73
Recuperação financeira para a concessionária	[milhões R\$]	181,87
Recuperação financeira para o governo- ICMS	[milhões R\$]	45,47

Na sequência, e, em função da disponibilidade de dados obtidos na referência [16], apresentar-se-ão as características do sistema elétrico do estado de Minas Gerais e da cidade de Uberlândia.

## (ii) Estado de Minas Gerais

Para este estado o consumo de energia em baixa tensão é bastante significativo, como mostra a tabela 4.15 [16].

Tabela 4.15: Distribuição de consumidores e percentual de consumo em MG.

Classe de consumidor	N.º de consumidores (em milhares)	Consumo [GWh]	Consumo (%)
Industrial	59	21.355	59,5
Residencial	3.871	7.245	20,2
Comercial	432	3.124	8,7
Rural	269	1.507	4,2
Outros	49	2.656	7,4
<b>Total</b>	<b>4.680</b>	<b>35.887</b>	<b>100</b>
<b>Obs - Potência disponível para operação: 5.514 [MW]</b>			

Quanto à classe de consumidores, a tabela 4.16 [16] ilustra o faturamento da Cemig por setor.

*Tabela 4.16: Faturamento da CEMIG em porcentagem.*

<b>Classe de consumidor</b>	<b>Faturamento da CEMIG (%)</b>
<b>Industrial</b>	<b>40,7</b>
<b>Residencial</b>	<b>33,0</b>
<b>Comercial</b>	<b>14,2</b>
<b>Rural</b>	<b>4,3</b>
<b>Outros</b>	<b>7,8</b>

Observa-se através da tabela 4.16 que a concessionária fatura do setor industrial 40,7% da distribuição global, mesmo este setor tendo um consumo de energia elétrica de 59,5% do total fornecido, por ser o valor da tarifa residencial/comercial maior que a do setor industrial. Enquanto os residenciais, comerciais, rurais e outros (iluminação pública, setor público, etc), consomem 40,5% da energia fornecida, estes são responsáveis por 59,3% da arrecadação financeira global.

Quanto aos valores de consumo, perdas e otimização de recuperação de energia, a tabela 4.17 obtida da referência [16] apresenta indicativos que permitem uma visualização abrangente do setor elétrico no estado de Minas Gerais.

**Tabela 4.17: Perfil do consumo e recuperação de energia em BT para Minas Gerais para o ano de 1999.**

<b>Número de consumidores residenciais</b>	<b>[milhões]</b>	<b>3,871</b>
<b>Consumo médio na residência</b>	<b>[KWh]</b>	<b>1.873</b>
<b>Consumo residencial total em Minas Gerais</b>	<b>[GWh]</b>	<b>7.250</b>
<b>Consumo comercial total em Minas Gerais</b>	<b>[GWh]</b>	<b>3.122</b>
<b>Consumo em Baixa Tensão em Minas Gerais</b>	<b>[GWh]</b>	<b>14.534</b>
<b>Perdas técnicas de energia em BT (7%)</b>	<b>[GWh]</b>	<b>1.018</b>
<b>Energia recuperada (20% da perda em BT)</b>	<b>[GWh]</b>	<b>204</b>
<b>Recuperação financeira para a concessionária</b>	<b>[milhões R\$]</b>	<b>36</b>
<b>Recuperação financeira para o governo– ICMS</b>	<b>[milhões R\$]</b>	<b>16</b>

Realizando a mesma análise efetuada para o consumo total no Brasil, e considerando uma perda técnica da ordem de 7%, e que ainda o consumo em BT, no ano de 1999, para o estado de Minas Gerais foi de 14.534 [GWh], a quantidade de “energia perdida” neste setor encontra-se na faixa de 1.018 [GWh]. Admitindo-se a recuperação de 20% destas perdas, tem-se um montante de 204 [GWh], que em termos financeiros equivale a 36,76 milhões de reais/ano, considerando-se a tarifa de R\$0,18018/KWh. Por outro lado, o governo estadual deixou de arrecadar 16 milhões de reais/ano devido ao ICMS (30%).

### **(iii) Cidade de Uberlândia[16]**

Para a cidade de Uberlândia, como mostra a tabela 4.18, o consumo em BT (residencial, comercial, rural e outros) é quase que a totalidade, significando aproximadamente 80% do consumo total. Isso mostra que, para esta cidade, as medidas corretivas tomadas no setor industrial são quase insignificantes perante o consumo total. Assim, é mais do que necessário

voltar as atenções para o setor residencial e comercial quanto à indicação de métodos para a racionalização de energia.

*Tabela 4.18: Distribuição de consumidores e percentual de consumo em Uberlândia.*

Classe de consumidor	N.º de consumidores (em milhares)	Consumo [GWh]	Consumo (%)
Industrial	2.602	154	19,70
Residencial	147.650	319	40,67
Comercial	15.763	172	21,90
Rural	2.477	47	6,00
Outros	510	93	11,73
<b>Total</b>	<b>169.002</b>	<b>784</b>	<b>100.00</b>

Obs - Potência disponível para operação: 225 [MVA]

*Tabela 4.19: Faturamento da CEMIG em porcentagem na cidade de Uberlândia.*

Classe de consumidor	Faturamento da CEMIG (%)
Industrial	10,05
Residencial	49,51
Comercial	26,65
Rural	4,58
Outros	9,21

*Tabela 4.20: Perfil do consumo e recuperação de energia em BT para Uberlândia para o ano de 1999.*

Número de consumidores residenciais	[milhares]	147.650
Consumo médio na residência	[KWh]	2.160
Consumo residencial total em Uberlândia	[MWh]	318.973
Consumo comercial total em Uberlândia	[MWh]	171.568
Consumo em Baixa Tensão de Uberlândia	[MWh]	628.178
Perdas técnicas de energia em BT (7%)	[MWh]	43973
Energia recuperada (20% da perda em BT)	[MWh]	8.795
Recuperação financeira para a concessionária	[milhares R\$]	1.585
Recuperação financeira para o governo- ICMS	[milhares R\$]	680

## 4.7 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, procedeu-se à apresentação gráfica das potências, tensões, correntes, fator de potência e das distorções harmônicas de tensão e corrente, com o intuito de desvendar o perfil do consumidor doméstico, permitindo, assim, uma análise global do comportamento da unidade residencial, através da correlação entre todas as grandezas elétricas envolvidas. A descoberta relevante foi com relação ao expressivo consumo de reativo e ao baixo fator de potência verificados.

Foram enfocadas investigações do comportamento e do impacto do fluxo harmônico gerado e da energia reativa consumida por um conjunto de residências na rede de distribuição. Para várias situações de carregamento do transformador determinaram-se as distorções harmônicas de tensão e corrente, as potências aparente, reativa e ativa e os níveis de perdas resultantes na rede. Os resultados demonstraram acentuada dinâmica dos cancelamentos entre as correntes harmônicas, resultando em atenuações dos níveis de distorção. De uma forma geral, os problemas de qualidade de energia constatados nas simulações estão mais relacionados aos níveis de reativos e ao fator de potência do que com as harmônicas. As perdas computadas evidenciaram significativos percentuais de reativos, sendo que para a maioria dos resultados, o fator de potência mostrou-se baixo.

O capítulo apresentou também a análise financeira devido às perdas  $RI_q^2$ , dos consumidores residenciais, computando o montante deixado de ser recolhido pela concessionária em termos de KWh e governo através do ICMS.

Finalmente, no intuito de caracterizar o consumo global no Brasil e particularizar o estado de Minas Gerais e a cidade de Uberlândia, diversas informações adicionais classificaram um sistema elétrico típico de distribuição.

---

## **CAPÍTULO V**

# **A INFLUÊNCIA DOS RAMAIS DE LIGAÇÃO, ENTRADA E CONECTORES NAS PERDAS TÉCNICAS**

### **5.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

De uma forma geral, as concessionárias não tem focado a importância a alguns componentes da rede elétrica de distribuição de baixa tensão, por estes serem considerados insignificantes em relação às perdas quando analisados isoladamente. Por outro lado, poucas informações podem ser encontradas, e quando obtidas, os estudos não os consideram nas simulações. Entretanto, se considerarmos a grande quantidade destes componentes e a quantidade de energia transportada através deles, como um todo, isto pode representar um aumento de perdas técnicas.

Sob este ponto de vista, o capítulo tem o objetivo de apresentar as características dos ramais de ligação, entrada e conectores e mostrar a sua influência no sistema elétrico idealizado no capítulo IV, sob o enfoque das perdas adicionais provocadas por tais elementos.

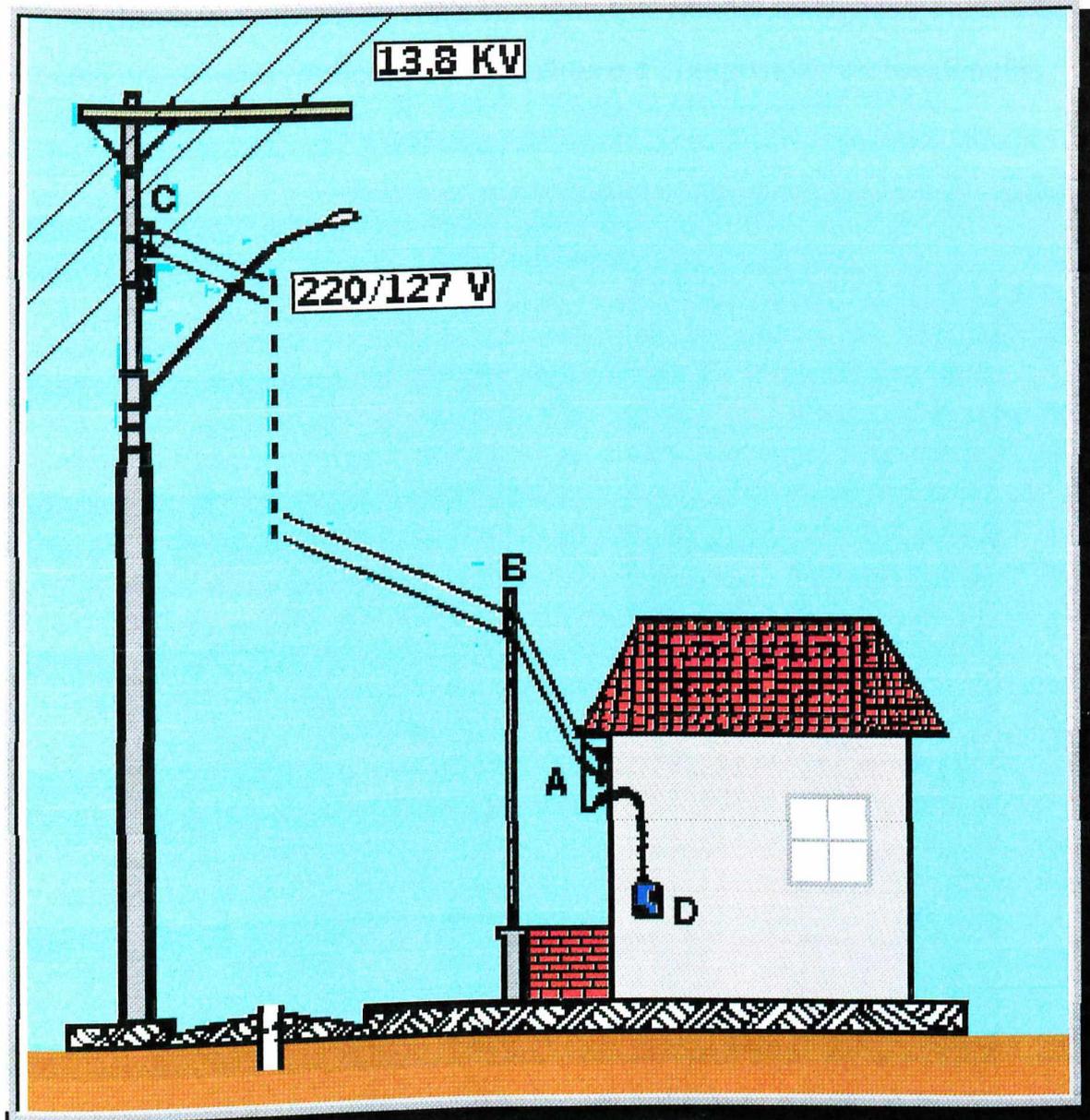
---

## **5.2 – OS CONECTORES E RAMAIS DE LIGAÇÃO**

O conector é de construção relativamente simples e tem por função interligar os cabos em derivações. Tal importância, para este componente, deriva do fato de que toda a corrente de carga que o circula depende das condições com que ele se apresenta. Por outro lado, os ramais de ligação e de entrada são os componentes do circuito que conectam a rede secundária ao ponto de medição do consumidor. Estes, basicamente, se referem a um conjunto de condutores e acessórios instalados a partir da rede de distribuição de baixa tensão da concessionária até o ponto de entrega ao consumidor, no medidor de energia.

Quanto à determinação das perdas nestes componentes, é necessário estabelecer o número de consumidores por tipo de ligação, a demanda e fator de carga típicos dos usuários de baixa tensão por tipo de ligação e as bitolas e comprimentos médios dos ramais de serviço e de entrada.

A figura 5.1, embora bastante simplificada, procura mostrar os ramais de ligação e de entrada, conectando uma residência à linha de distribuição de baixa tensão.



*Figura 5.1: Ramais de entrada e ligação em uma residência típica.*

Obs.: C – A: Ramal de ligação (até 45 metros);

A – D: Ramal de entrada.

A figura 5.2 apresenta a distribuição dos ramais de ligação e entrada em uma área residencial, indicando as quadras e a composição de residências.

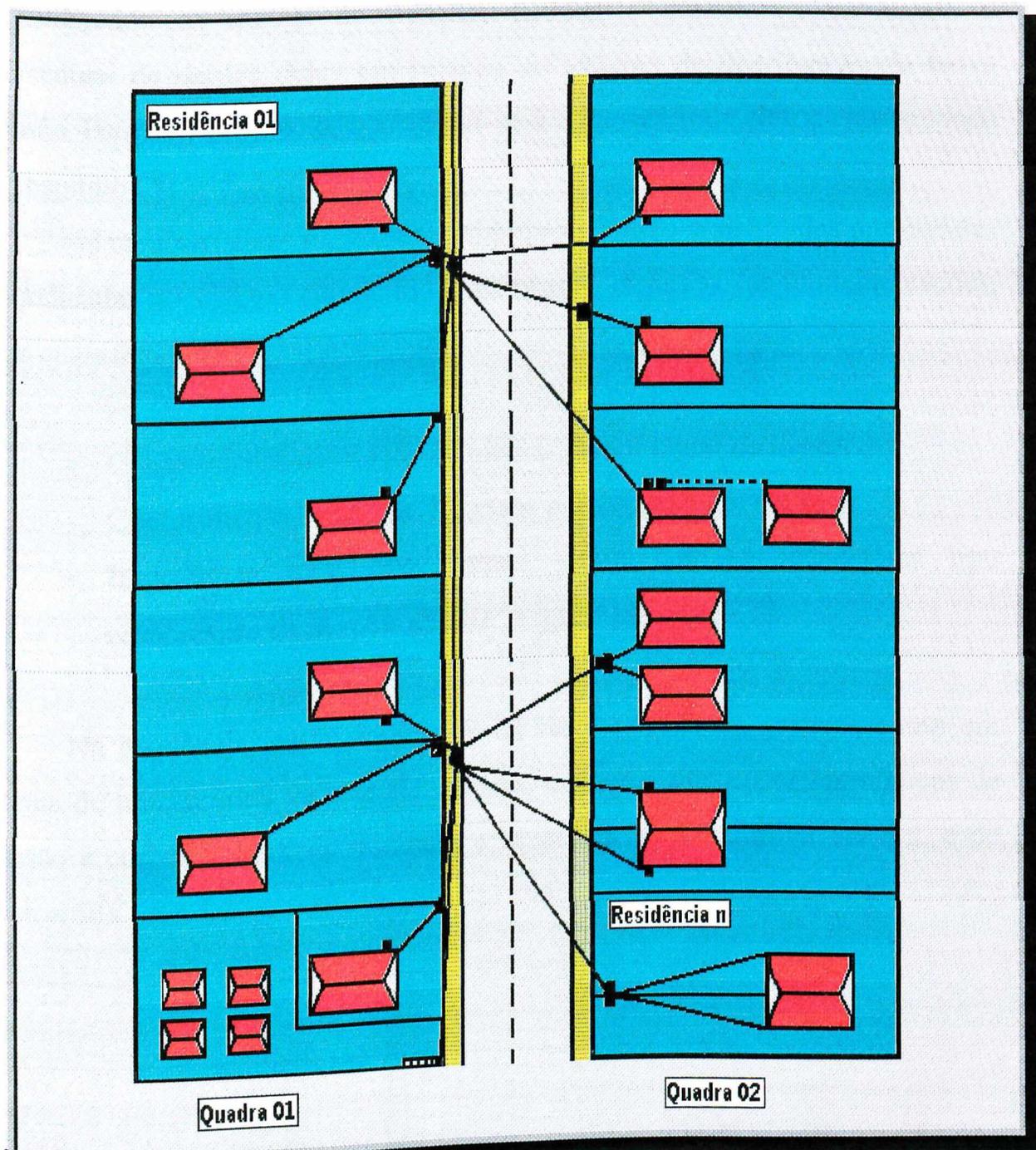


Figura 5.2: Ramais de ligação e entrada interligando a rede de baixa tensão às residências.

### 5.3 – CASOS ESTUDADOS

Este item tem por objetivo mostrar os resultados das simulações considerando os ramais de ligação, entrada e conectores, enfocando o percentual de perdas deles em relação ao sistema de distribuição de baixa tensão. Para este propósito, considerar-se-á a mesma rede elétrica apresentada no capítulo IV.

As características na presente simulação, serão constituídas por aquelas já indicadas no sistema supracitado, acrescidas destas novas implementações, nos quais têm-se:

- Comprimento médio de 20 metros para o ramal de ligação;
- Comprimento médio de 5 metros para o ramal de entrada;
- Impedância total dos ramais, junto com os conectores tipo compressão de  $Z = 38,65 \cdot 10^{-3} + j3,5 \cdot 10^{-3} [\Omega]$ ;

Na sequência, serão indicados os resultados tanto gráficos como em forma de tabelas, dos valores de: tensão, corrente, distorções harmônicas de tensão e corrente, fator de potência e as potências (total ativa, reativa, e de distorção).

### 5.3.1 - CARREGAMENTO LEVE

É uma situação característica do período da madrugada, onde cada consumidor está em condição de carga leve, sob a presença de níveis de  $DHI_T$  elevado.

#### (i) Tensões e Correntes (Fundamental e Total):

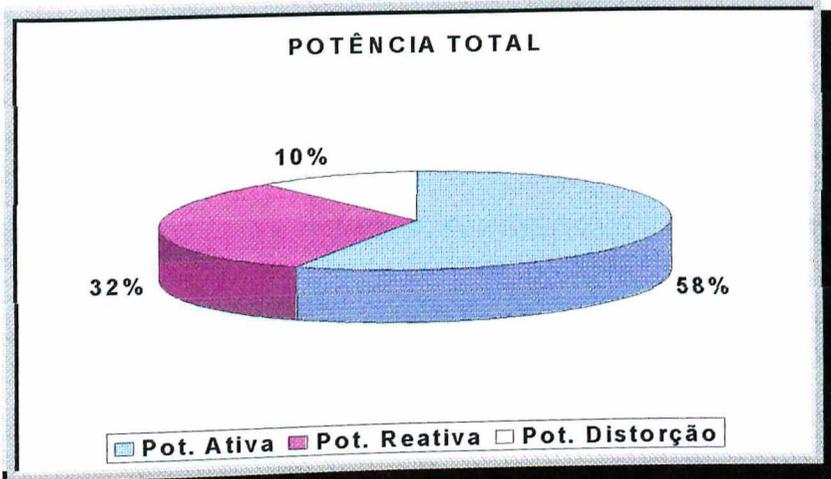
Tabela 5.1: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.

Tensão			Corrente				
Fundamental [V]	Total [V]	$DHV_T$ [%]	Fundamental [A]	Total [A]	$DHI_T$ [%]	Inom [A]	Imáx [A]
128,68	128,69	1,23	34,12	35,87	32,53	118,11	117,9

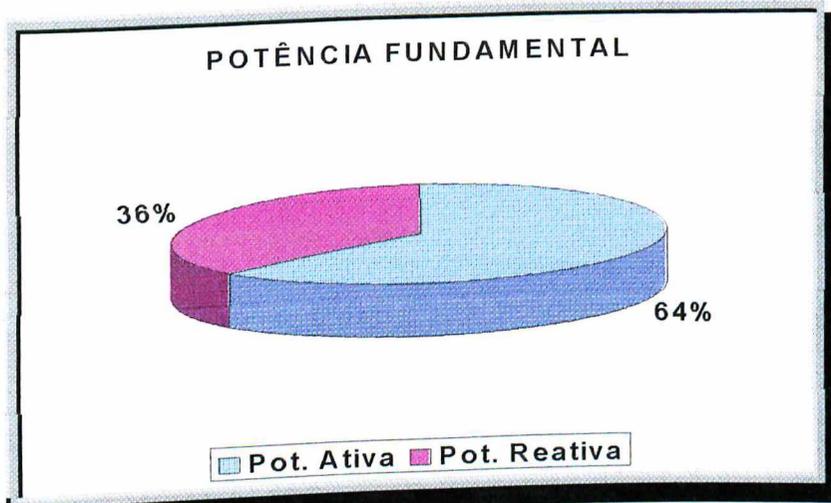
#### (ii) Gráfico das Potências (Total e Fundamental) e do Fator de Potência

Tabela 5.2: Potência e fator de potência no secundário do transformador.

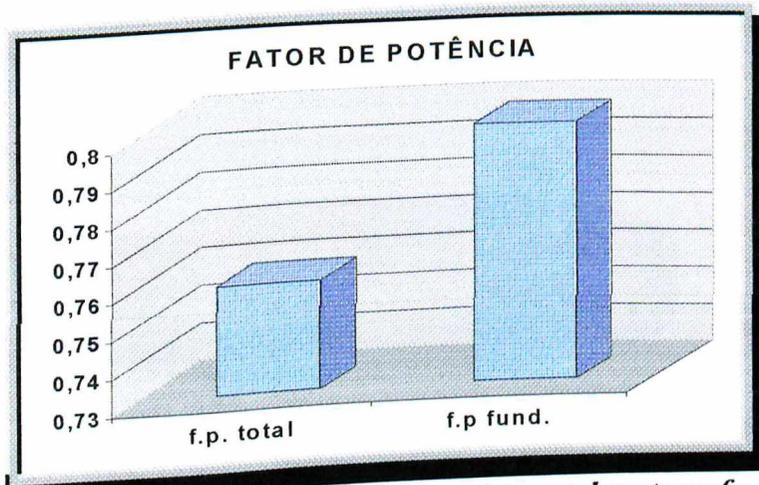
Potência							Fator de Potência	
Total				Fundamental			Fund	Total
Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVA <sub>r</sub> ]	Distorção [KVAd]	Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVA <sub>r</sub> ]		
4,62	3,50	2,62	1,46	4,39	3,51	2,64	0,799	0,759



*Figura 5.3: Potência total no transformador.*



*Figura 5.4: Potência fundamental no transformador.*



*Figura 5.5: Fator de potência total e fundamental no transformador.*

(iii) Perdas no Transformador e na Rede Elétrica

Tabela 5.3: Resultados das perdas ocorridas no transformador e na rede elétrica.

Perdas		Transformador	Cabos	Ramais de entrada, de ligação e conectores	Rede Elétrica
Perda Fundamental	[KW]	0,123	0,015	0,002	0,140
Perda Harmônica	[KW]	0,004	0,002	0,001	0,007
Perda Total	[KW]	0,127	0,018	0,003	0,148
Perda Fundamental Ativa	[KW]	0,015	0,009	0,002	0,025
Perda Fundamental Reativa	[KW]	0,108	0,006	0,001	0,115

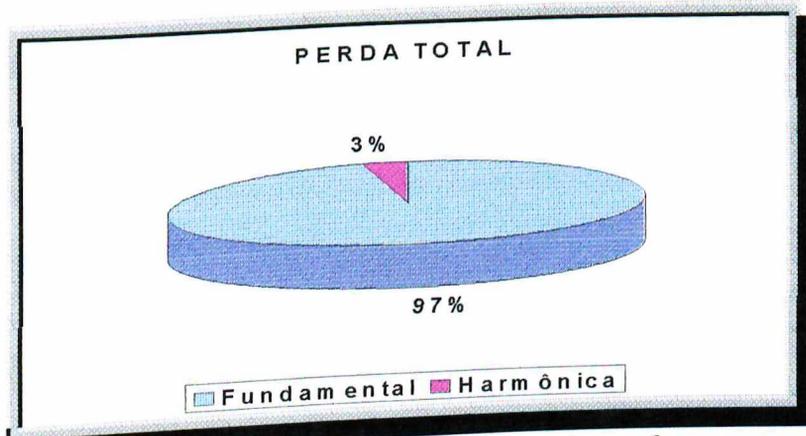


Figura 5.6: Perda total no transformador.

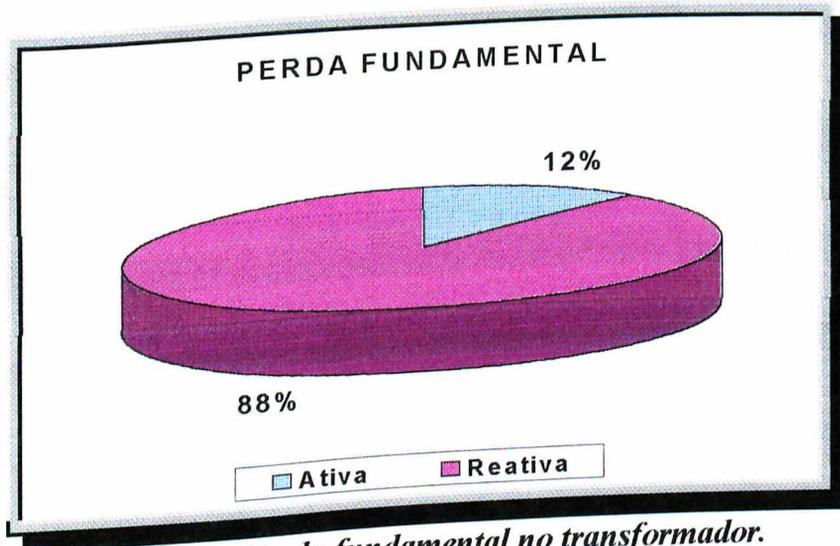


Figura 5.7: Perda fundamental no transformador.

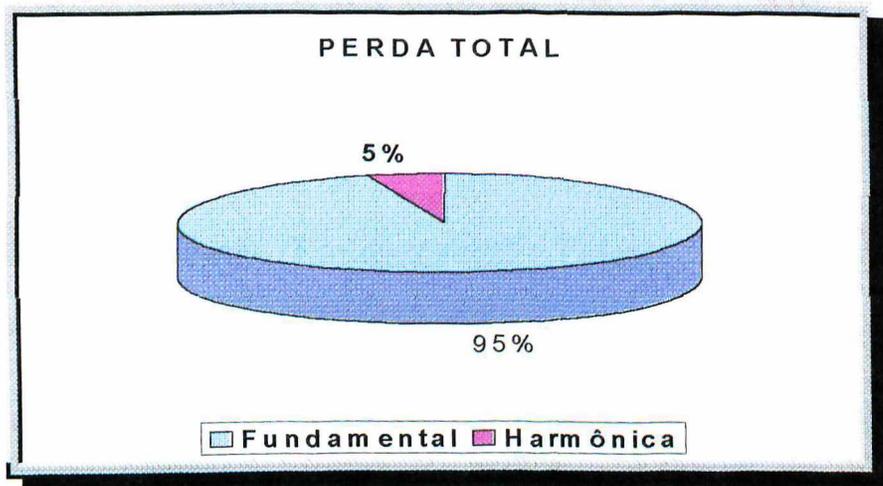


Figura 5.8: Perda total na rede elétrica.

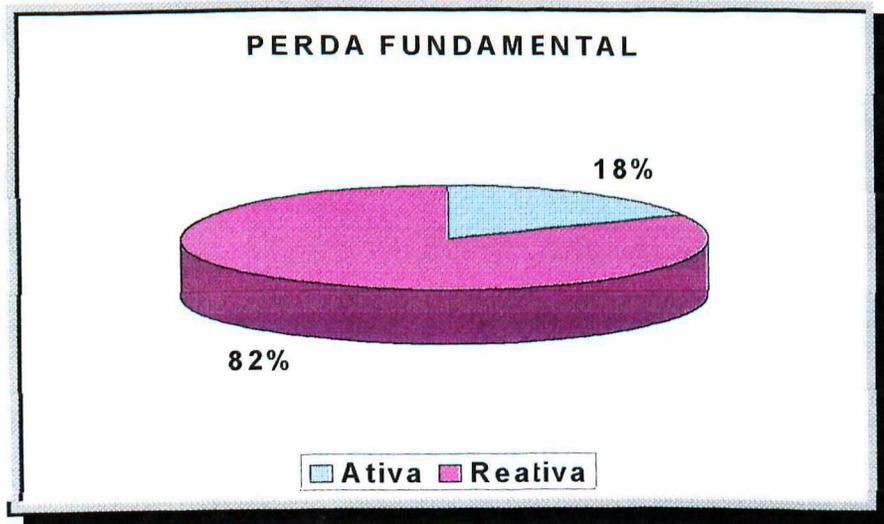


Figura 5.9: Perda fundamental na rede elétrica.

### 5.3.2 - CARREGAMENTO MÉDIO

É uma situação característica do período do dia, caracterizado pela iluminação pública desligada.

#### (i) Tensões e Correntes (Fundamental e Total)

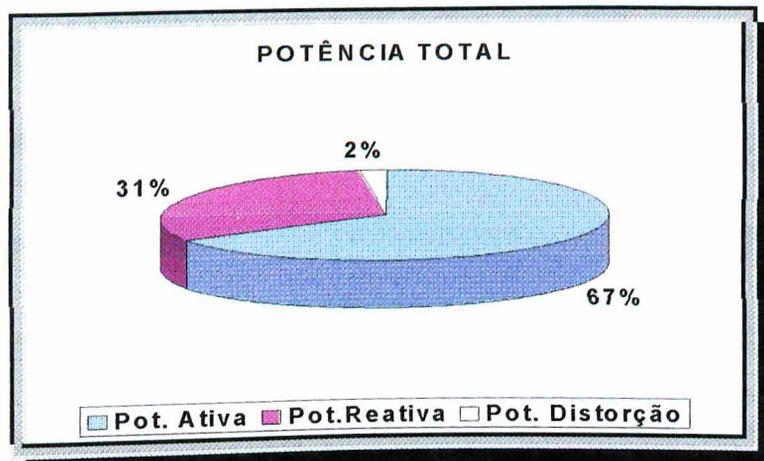
Tabela 5.4: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.

Tensão			Corrente				
Fundamental [V]	Total [V]	DHV <sub>T</sub> [%]	Fundamental [A]	Total [A]	DHI <sub>T</sub> [%]	Inom [A]	Imáx [A]
127,93	127,94	0,87	56,78	57,32	13,85	118,11	118,06

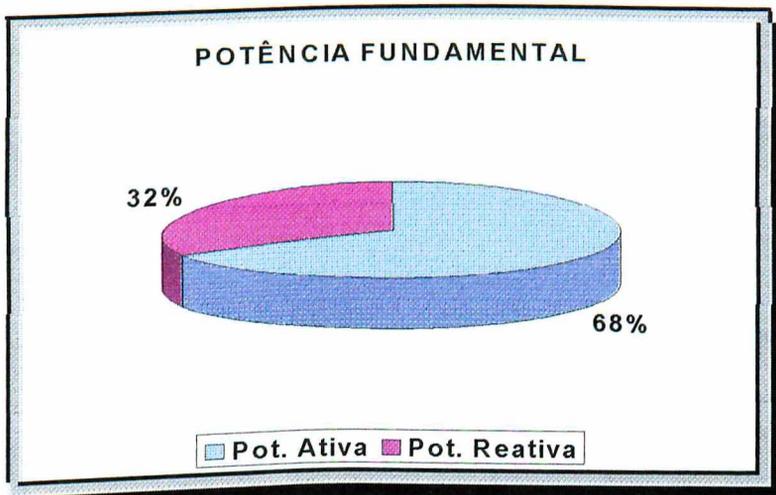
#### (ii) Gráfico das Potências (Total e Fundamental) e do Fator de Potência

Tabela 5.5: Potência e fator de potência no secundário do transformador.

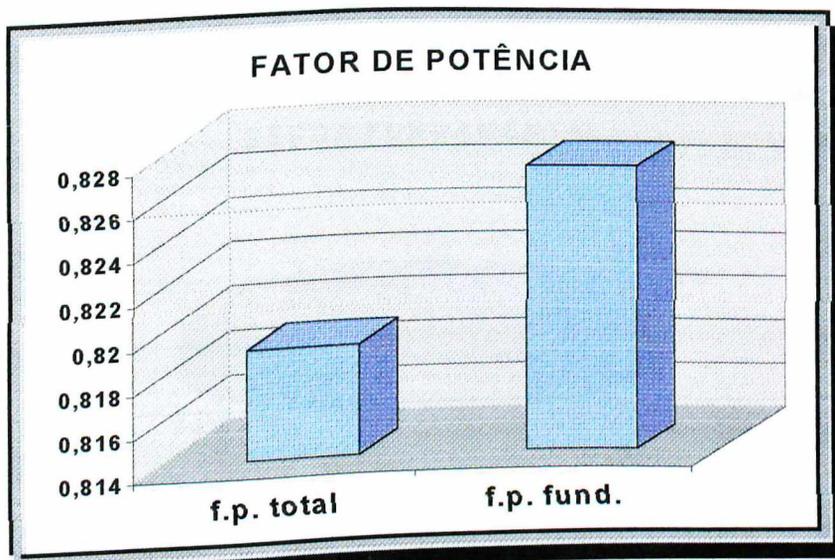
Aparente [KVA]	Potência Total			Potência Fundamental			Fator de Potência	
	Ativa [KW]	Reativa [KVA <sub>r</sub> ]	Distorção [KVA <sub>d</sub> ]	Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVA <sub>r</sub> ]	Fund	Total
7,33	6,01	4,07	1,05	7,26	6,01	4,08	0,827	0,819



*Figura 5.10: Potência total no transformador.*



*Figura 5.11: Potência fundamental no transformador.*



*Figura 5.12: Fator de potência total e fundamental do transformador.*

(ii) Perdas no Transformador e na Rede Elétrica

Tabela 5.9: Resultados das perdas ocorridas no transformador e na rede elétrica.

Perdas		Transformador	Cabos	Ramais de entrada, de ligação e conectores	Rede Elétrica
Perda Fundamental	[KW]	0,163	0,042	0,008	0,214
Perda Harmônica	[KW]	0,002	0,001	0,001	0,004
Perda Total	[KW]	0,165	0,043	0,009	0,217
Perda Fundamental Ativa	[KW]	0,043	0,030	0,005	0,079
Perda Fundamental Reativa	[KW]	0,120	0,012	0,003	0,135

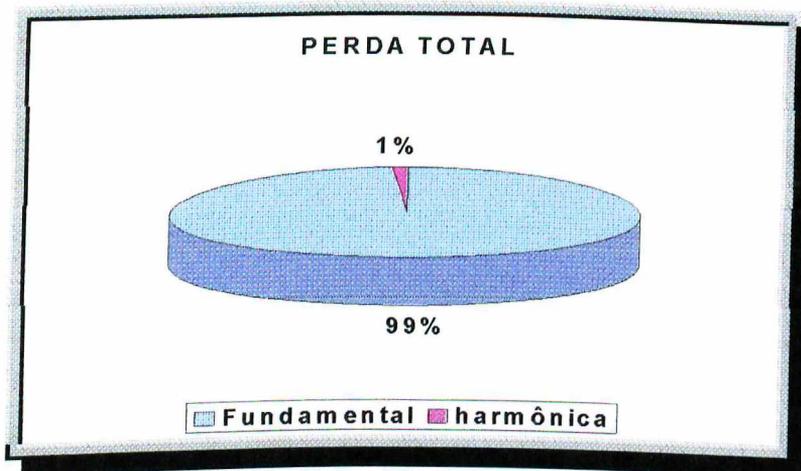
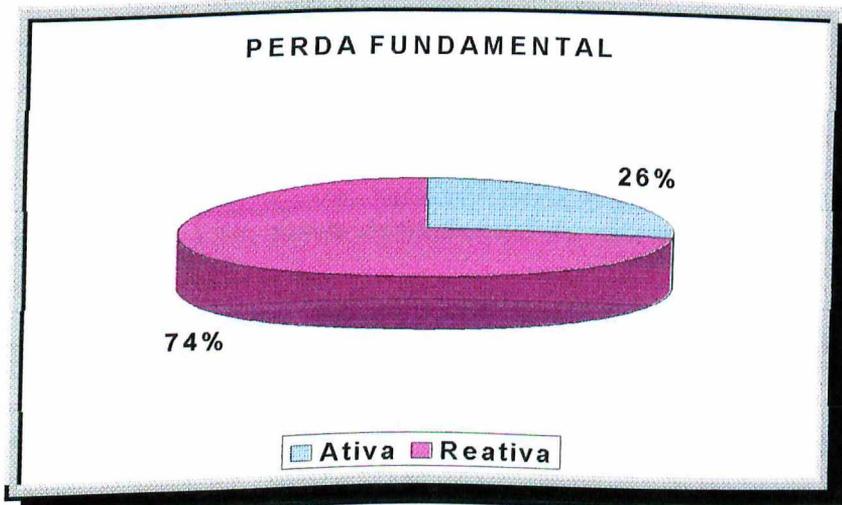


Figura 5.13: Perda total no transformador.



5.14: Perda fundamental no transformador.

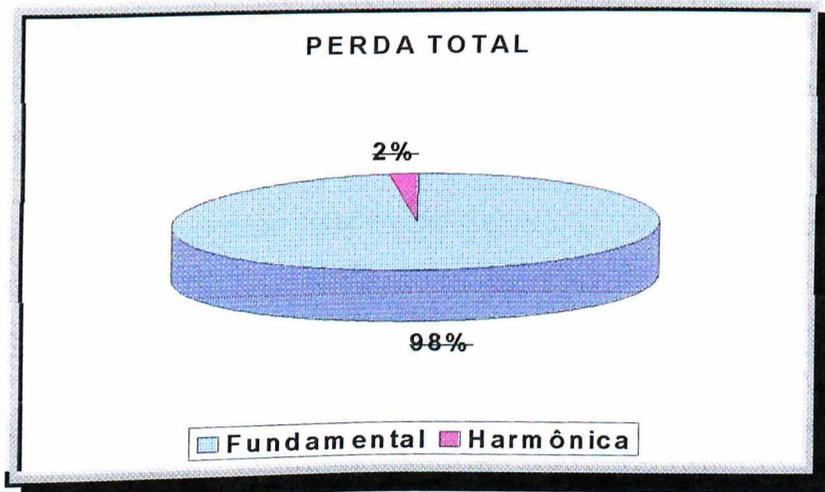


Figura 5.15: Perda total na rede elétrica.

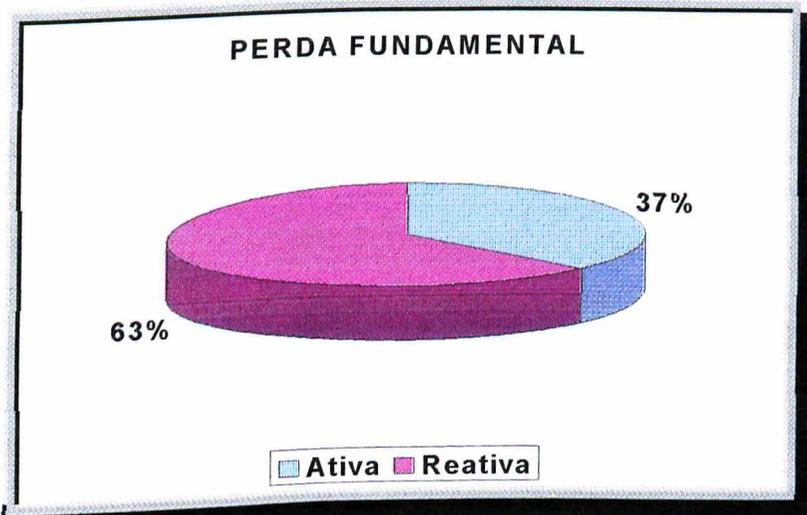


Figura 5.16: Perda fundamental na rede elétrica.

### 5.3.3 - CARREGAMENTO NOMINAL

Comportamento do sistema sob condições de carregamento nominal do transformador, considerando o horário de ponta e a iluminação pública.

#### (i) Tensões e Correntes (Fundamental e Total)

Tabela 5.7: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.

Tensão			Corrente				
Fundamental [V]	Total [V]	DHV <sub>T</sub> [%]	Fundamental [A]	Total [A]	DHI <sub>T</sub> [%]	Inom [A]	Imáx [A]
125,78	125,83	2,66	118,92	119,73	11,64	118,11	118,05

#### (ii) Gráfico das Potências (Total e Fundamental) e do Fator de Potência

Tabela 5.8: Potência e fator de potência no secundário do transformador.

Potência							Fator de Potência	
Total				Fundamental			Fund	Total
Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVAR]	Distorção [KVAd]	Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVAR]		
15,06	12,32	8,49	1,75	15,00	12,31	8,50	0,823	0,818

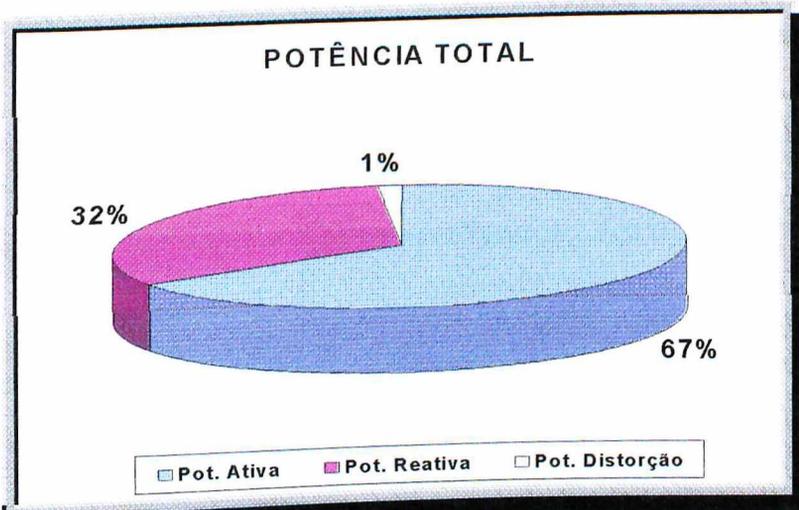


Figura 5.17: Potência total no transformador.

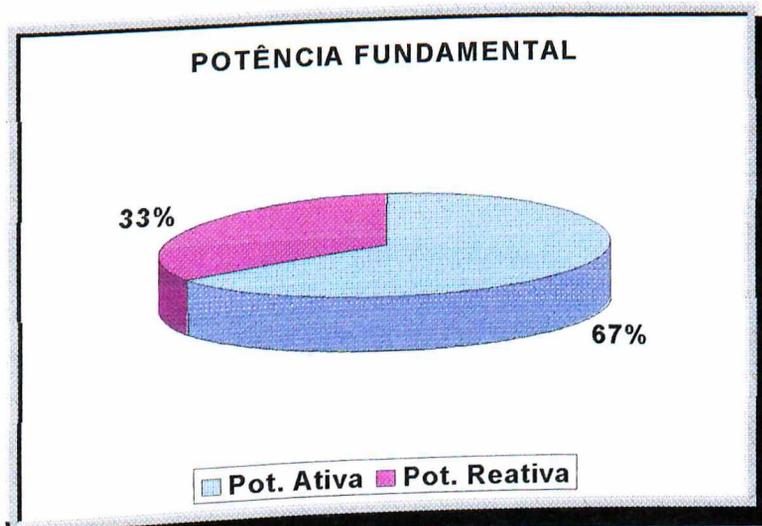


Figura 5.18: Potência fundamental no transformador.

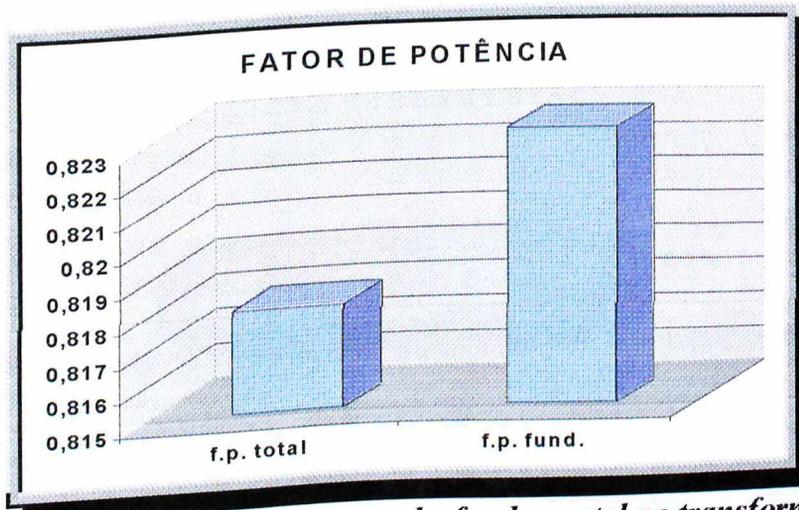


Figura 5.19: Fator de potência total e fundamental no transformador.

(ii) Perdas no Transformador e na Rede Elétrica

Tabela 5.9: Resultados das perdas ocorridas no transformador e na rede elétrica.

Perdas		Transformador	Cabos	Ramais de entrada, de ligação e conectores	Rede Elétrica
Perda Fundamental	[KW]	0,377	0,156	0,043	0,575
Perda Harmônica	[KW]	0,006	0,006	0,002	0,014
Perda Total	[KW]	0,383	0,161	0,045	0,589
Perda Fundamental Ativa	[KW]	0,187	0,105	0,031	0,323
Perda Fundamental Reativa	[KW]	0,189	0,051	0,012	0,252

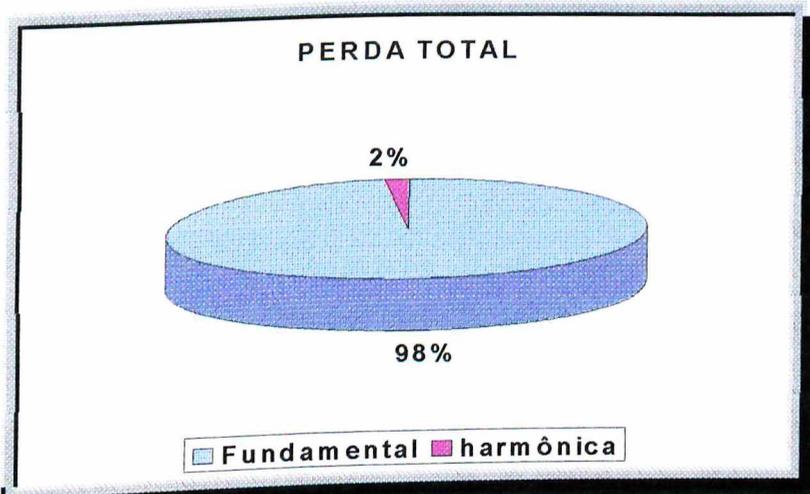


Figura 5.20: Perda total no transformador.

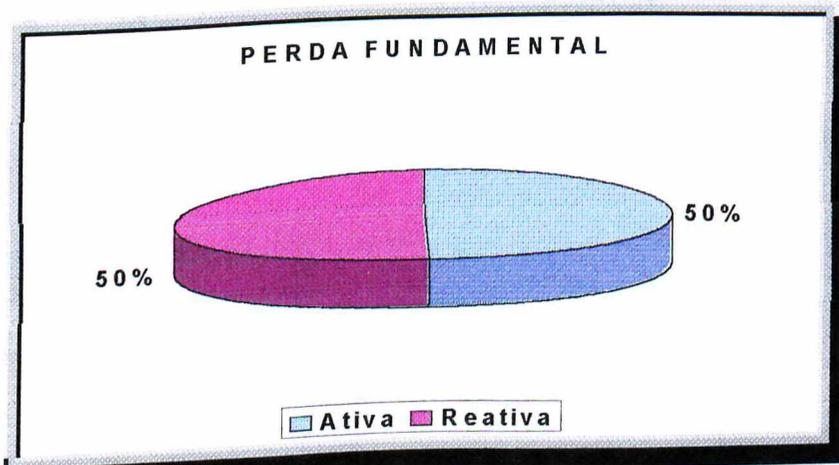


Figura 5.21: Perda fundamental no transformador.

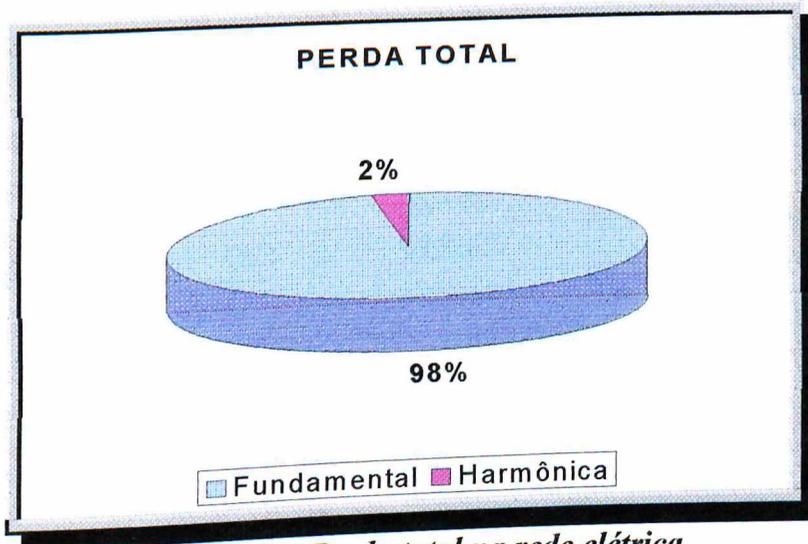


Figura 5.22: Perda total na rede elétrica.

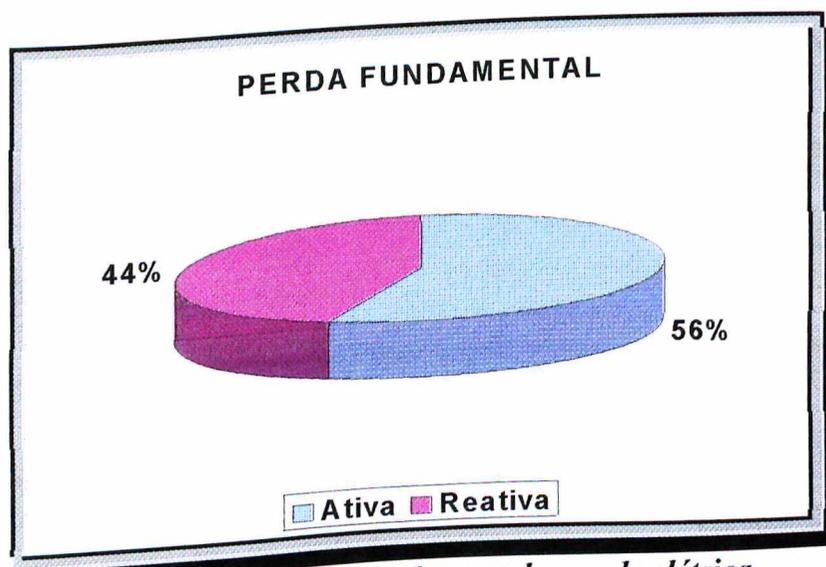


Figura 5.23: Perda fundamental na rede elétrica.

A tabela 5.10 apresenta uma compilação dos resultados das simulações, considerando a inserção dos conectores, ramais de entrada e de ligação.

*Tabela 5.10: Compilação dos valores obtidos na simulação, considerando os conectores, ramais de entrada e de ligação.*

		Carregamento Leve	Carregamento Médio	Carregamento Nominal
Tensão Fundamental	[V]	128,68	127,93	125,78
Tensão Total	[V]	128,69	127,94	125,83
Distorção Harm. de Tensão	[%]	1,23	0,87	2,66
Corrente Fundamental	[A]	34,12	56,78	118,92
Corrente Total	[A]	35,87	57,32	119,73
Distorção Harm. De Corrente	[%]	32,53	13,85	11,64
Potência Aparente	[KVA]	4,62	7,33	15,06
Potência Ativa	[KW]	3,50	6,01	12,32
Potência Reativa	[KVA <sub>r</sub> ]	2,62	4,07	8,49
Potência de Distorção	[KVA <sub>d</sub> ]	1,46	1,05	1,75
Fator de Potência		0,759	0,819	0,818
Perda Ativa	[KW]	0,025	0,079	0,323
Perda Reativa	[KW]	0,115	0,135	0,252
Perda Harmônica	[KW]	0,007	0,004	0,014
Perda Total	[KW]	0,148	0,217	0,589

## **5.4 – COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE OS RESULTADOS OBTIDOS NOS CARREGAMENTOS: LEVE, MÉDIO E NOMINAL**

As simulações iniciais, vinculadas ao carregamento leve, mostraram que não houve variações nas tensões, correntes e potências, ocorrendo apenas um aumento de 2% nas perdas totais.

Quanto aos valores associados ao carregamento médio, não houve também variações nas tensões, correntes e potências. No tocante às perdas obteve-se um acréscimo de 4,15%.

Finalmente na condição sob carga nominal, considerada a principal situação operacional, maior demanda e horário de ponta, verificou-se uma pequena queda na tensão nominal. Em relação às perdas no horário de ponta, observou-se um acréscimo de 7,64%.

## **5.5 - IMPACTO DOS CONECTORES, RAMAIS DE LIGAÇÃO E ENTRADA NAS PERDAS TÉCNICAS**

Neste item realizar-se-á um estudo avaliando o aumento das perdas técnicas nos sistema de distribuição, quando considerados os ramais e conectores nas análises e com um procedimento semelhante àquele efetuado no capítulo IV (item 4.5).

As perdas são tratadas em forma de energia (KWh perdido) durante um ciclo de carga, englobando às totais nos cabos, no transformador, nos conectores, nos ramais de ligação e nos ramais de entrada, obtidas nas simulações computacionais (tabela 5.11).

**Tabela 5.11: Perdas totais obtidas nas simulações.**

Casos simulados	Perdas totais [KW]
Carregamento leve	0,148
Carregamento médio	0,217
Carregamento nominal	0,589

Utilizando os valores das perdas totais da tabela 5.11, e aplicando o cálculo da energia perdida, segundo a equação (17) apresentada no capítulo IV (item 4.5), obtém-se o valor em KWh.dia/fase, para períodos distintos de operação.

$$w_p = 5,87 \text{ [KWh.dia/fase]}$$

Partindo do princípio de que as três fases tenham características semelhantes e utilizando a equação (18) do capítulo IV, encontram-se para um mês os novos valores (total 3 $\Phi$ ) de energia perdida, que culminaram nos seguintes valores:

$$w_t = 528,30 \text{ [KWh/mês]}$$

Considerando que se tenha obtido os mesmos resultados para 381 transformadores, tem-se para o alimentador (figura 4.13), a seguinte estimativa:

$$w_{tp} = 201,28 \text{ [MWh/mês]}$$

Para este resultado encontrado, ressalta-se as perdas totais entre cabos, transformadores, conectores e ramais, obtendo-se a tabela 5.12 e a figura 5.24 em [KWh/mês] e em valores percentuais para os 381 transformadores do sistema analisado no capítulo anterior, em plena operação.

Tabela 5.12: Perdas totais de energia nos cabos, transformadores, conectores e ramais.

	Perdas totais [KWh/mês]	Perdas (%)
<b>Cabos</b>	<b>47.835</b>	<b>23</b>
<b>Transformador</b>	<b>143.505</b>	<b>72</b>
<b>Ramais de entrada, de ligação e conectores</b>	<b>9.940</b>	<b>5</b>
<b>Total</b>	<b>201.280</b>	<b>100</b>

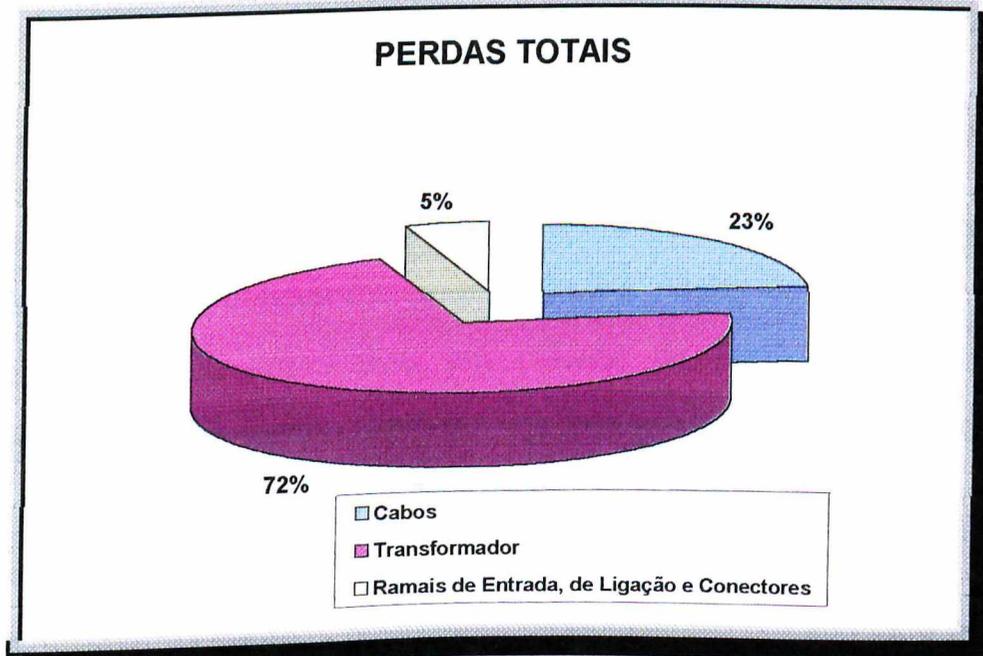


Figura 5.24: Perdas totais nos cabos, transformadores, ramais de entrada, ligação e conectores.

A tabela 5.13 representa um quadro comparativo, considerando que se tenha obtido os mesmos resultados para os 381 transformadores, o qual mostra as duas situações, para cada condição de carregamento, e o aumento das perdas quando são considerados os ramais e conectores nas análises.

*Tabela 5.13: Aumento das perdas técnicas considerando os ramais e conectores.*

PERDAS	Sem ramais e conectores		Com ramais e conectores		Aumento das perdas (%)
	Potência [KW]	Energia [KWh/mês]	Potência [KW]	Energia [KWh/mês]	
Leve	165,7	59.665	169,2	60.899	2,00
Médio	237,7	57.059	248,0	59.528	4,15
Nominal	621,8	74.615	673,2	80.787	7,64

## 5.6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve como objetivo caracterizar a importância dos ramais de ligação, entrada e conectores em estudos das perdas técnicas.

Na sequência, apresentou um cálculo de perdas nos sistemas de distribuição de baixa tensão, levando em consideração estes componentes e enfocando a sua influência no resultado global na operação de uma rede elétrica em BT.

Os resultados obtidos, sobretudo, evidenciaram um aumento percentual da ordem de 7,64% na condição de carregamento nominal (horário de ponta), o qual representa o momento mais crítico na análise das perdas técnicas.

## **CAPÍTULO VI**

# **UMA PROPOSTA PARA REDUÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS NAS REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO**

### **6.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Até o presente momento, as residências têm sido consideradas pelas concessionárias como cargas de natureza linear, fator de potência unitário e caracterizadas por “consumidores desconhecidos”. Entretanto, as simulações computacionais e as medições de campo realizadas nesta dissertação, mostraram significativos percentuais de perdas reativas, baixo fator de potência e a injeção de significativos níveis de correntes harmônicas por estes consumidores.

Procurando incluir estas questões e, sobretudo, vislumbrando o alívio de carga, a liberação de potência e melhores níveis de tensão na rede, procederam-se implementações computacionais com compensação de reativos, utilizando capacitores alocados junto aos medidores das residências.

A metodologia de compensação, adotada pela maior parte das concessionárias, implica a instalação de bancos de capacitores em média tensão e, recentemente, junto aos transformadores de BT. Entretanto, esta prática não inibe a circulação de correntes reativas nos circuitos de baixa tensão (220/380V) e, tampouco, alivia os transformadores que os alimentam.

---

Dentro deste contexto, visando uma análise das vantagens advindas ao sistema pela aplicação da compensação reativa localizada nas residências, será efetuado um levantamento da recuperação das perdas, liberação de potência no transformador, e no alimentador ao qual está conectado, quando utilizado um sistema de compensação automático em BT. Efetivamente, o capítulo procurará apresentar uma nova proposta de compensação de reativos [17] e implementá-la, de forma computacional, nos estudos efetuados nesta dissertação.

## 6.2 - MICRO USINA VIRTUAL (M.U.V.)[17]

Reconhecendo a necessidade emergencial de expansão do setor elétrico, este trabalho apresenta uma nova alternativa para a diminuição das perdas técnicas nos sistemas de distribuição das concessionárias de energia, com impactos econômicos associados à transmissão, distribuição, geração da energia e aumento da eficiência energética. Tal contribuição consiste de um equipamento denominado micro usina virtual (MUV), cuja função é a compensação automática de reativos, exclusiva em residências e setores comerciais de pequeno porte. Esta nova técnica de ação aleatória e variável substitui as unidades capacitivas fixas analisadas nas referências [18], [19], [20] e [21].

O princípio da ação das MUV's, instaladas diretamente nos consumidores em BT, é o de anular os efeitos das perdas reativas  $RI_q^2$  na rede de distribuição da energia elétrica, propiciando uma nova forma de conservação de energia sem, entretanto, influenciar na venda do produto por parte das concessionárias de energia. A micro usina proporciona uma redução na faixa de 12% a 20% das perdas totais encontradas nos sistemas das

---

concessionárias, produzindo virtualmente a energia que deveria ser suprida por usinas convencionais.

Além da eficiência energética, o método proposto possui a vantagem de eliminar os transitórios provenientes das redes elétricas que provocariam as falhas e queimas de eletrodomésticos e, sobretudo, evita impactos junto ao meio ambiente. A figura 6.1 ilustra o comando eletrônico da MUV sob o aspecto de dimensão.

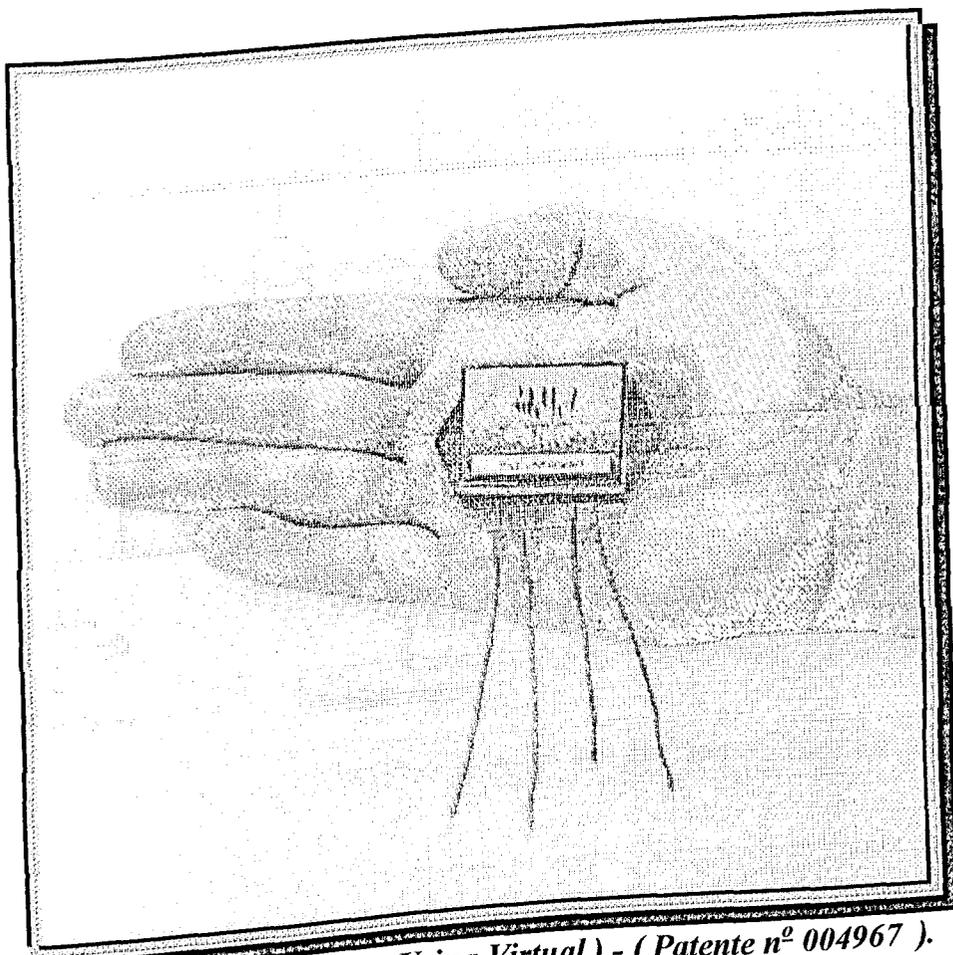


Figura 6.1: MUV (Micro Usina Virtual) - ( Patente nº 004967 ).

### 6.2.1 – CONEXÃO DA MUV NAS RESIDÊNCIAS

A figura 6.2 mostra a conexão da MUV automatizada, a qual procede a função automática de conexão do capacitor de potência e a efetiva compensação de reativo “residencial” e “comercial”.

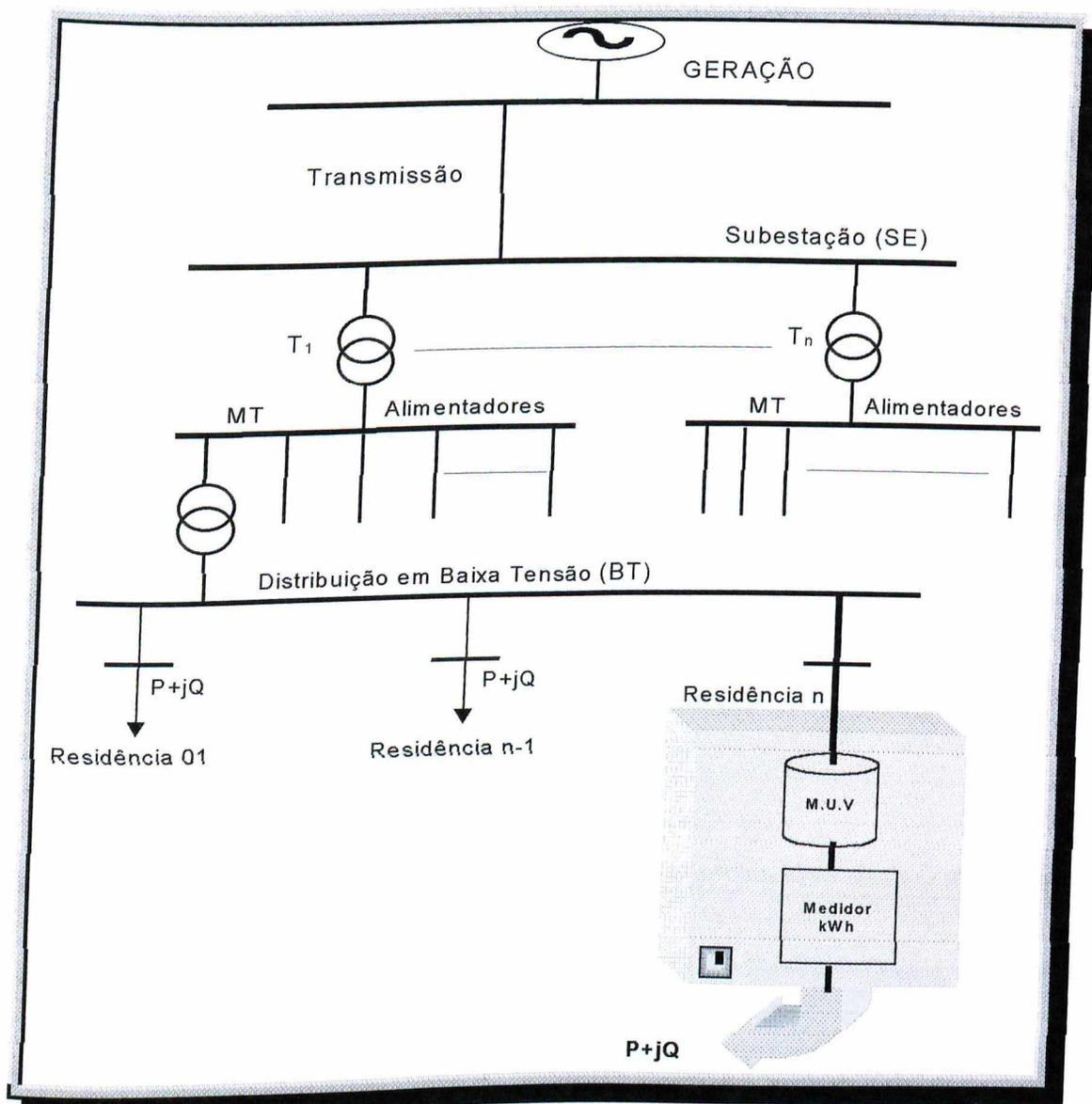


Figura 6.2: Diagrama esquemático de um sistema de distribuição – conexão da MUV ao medidor de energia.

### 6.3 – CASOS ESTUDADOS

Este item objetiva mostrar os resultados das simulações considerando a entrada do capacitor apenas nos momentos em que é necessária a compensação, controlada pela micro usina virtual. Ele também enfoca o percentual de redução de perdas em relação ao sistema sem compensação na rede de distribuição de baixa tensão.

As simulações foram realizadas apenas para o carregamento médio e nominal do mesmo sistema elétrico analisado nos capítulos IV e V, nos quais a ação do capacitor é significativa.

O capacitor utilizado foi de 60[ $\mu$ F] por fase, que para a tensão de 127[V] disponibiliza uma potência reativa de 365 [VAr] por fase.

#### 6.3.1 - CARREGAMENTO MÉDIO

É uma situação característica do período do dia, sem a iluminação pública.

##### (i) Tensões e Correntes (Fundamental e Total)

Tabela 6.1: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.

Tensão			Corrente				
Fundamental [V]	Total [V]	DHV <sub>T</sub> [%]	Fundamental [A]	Total [A]	DHI <sub>T</sub> [%]	Inom [A]	Imáx [A]
129,24	129,26	1,56	48,38	49,72	23,72	118,11	11,96

(ii) Gráfico das Potências (Total e Fundamental) e do Fator de Potência

Tabela 6.2: Potência e fator de potência no secundário do transformador.

Potência							Fator de Potência	
Total				Fundamental			Fund	Total
Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVA <sub>r</sub> ]	Distorção [KVAd]	Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVA <sub>r</sub> ]		
6,43	6,16	-1,08	1,48	6,25	6,16	-1,06	0,986	0,958

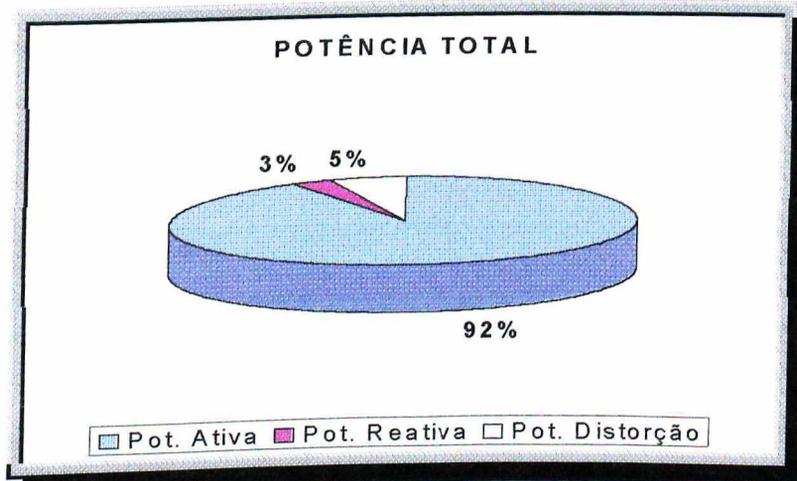


Figura 6.3: Potência total no transformador.

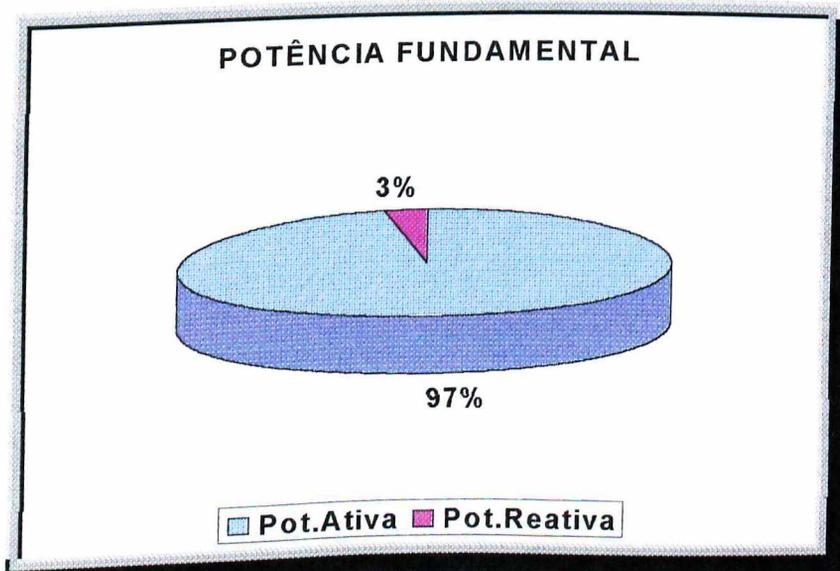


Figura 6.4: Potência fundamental no transformador.

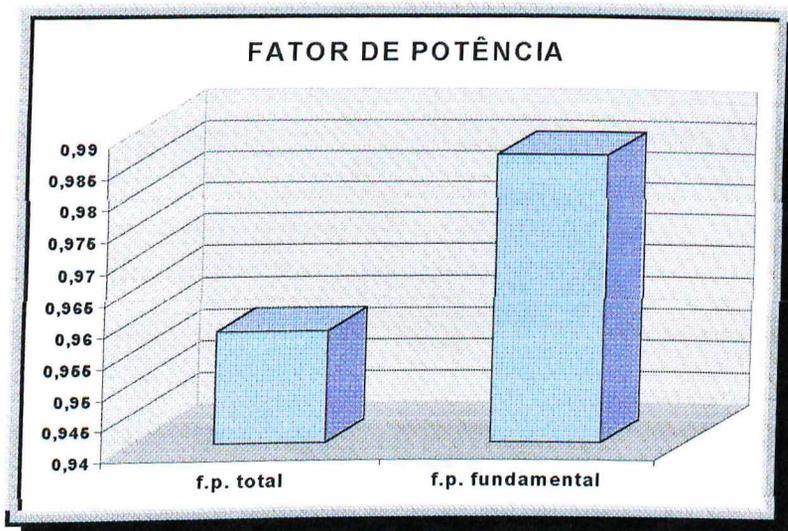


Figura 6.5: Fator de potência total e fundamental do transformador.

(iii) Perdas no Transformador e na Rede Elétrica

Tabela 6.3: Resultados das perdas ocorridas no transformador e na rede elétrica.

Perdas	Transformador	Cabos	Ramais de entrada, de ligação e conectores	Rede Elétrica
Perda Fundamental [KW]	0,146	0,038	0,008	0,192
Perda Harmônica [KW]	0,006	0,003	0,001	0,010
Perda Total [KW]	0,152	0,041	0,009	0,201
Perda Fundamental Ativa [KW]	0,044	0,032	0,005	0,082
Perda Fundamental Reativa [KW]	0,101	0,006	0,003	0,110

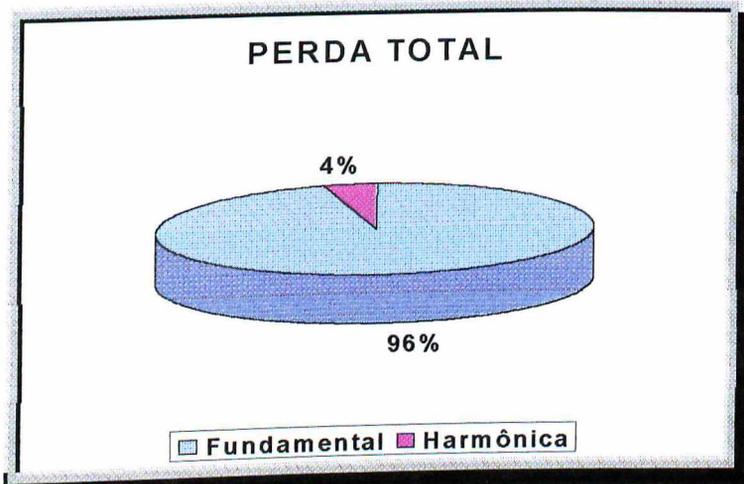
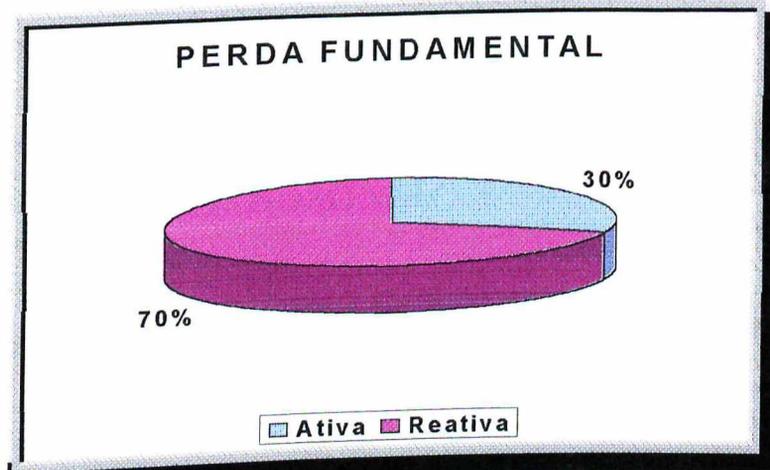


Figura 6.6: Perda total no transformador.



6.7: Perda fundamental no transformador.

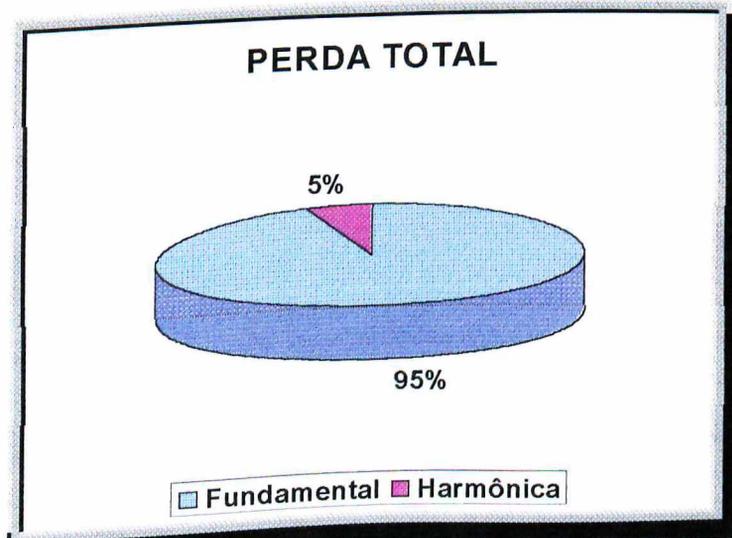


Figura 6.8: Perda total na rede elétrica.

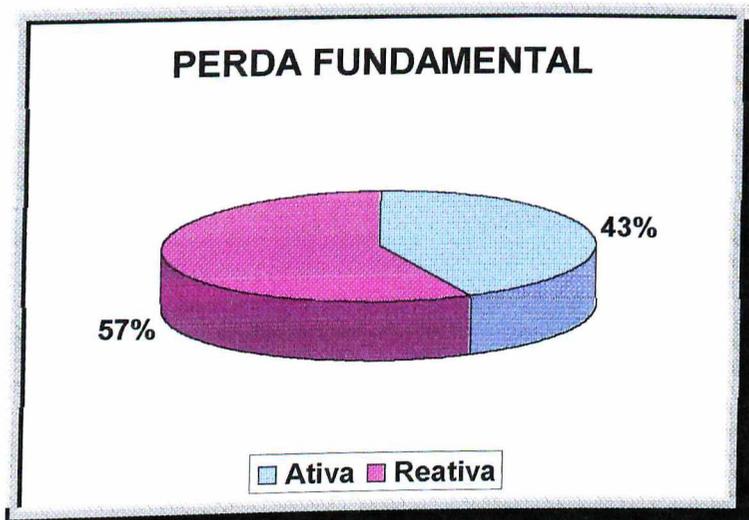


Figura 6.9: Perda fundamental na rede elétrica.

### 6.3.2 - CARREGAMENTO NOMINAL

Comportamento do sistema sob condições de carregamento nominal do transformador e caracterizado pelo horário de ponta e a iluminação pública presente.

#### (i) Tensões e Correntes (Fundamental e Total):

Tabela 6.5: Tensões e correntes (fundamental e total) no secundário do transformador.

Tensão			Corrente				
Fundamental [V]	Total [V]	DHV <sub>T</sub> [%]	Fundamental [A]	Total [A]	DHI <sub>T</sub> [%]	Inom [A]	Imáx [A]
127,47	127,60	4,40	100,52	102,89	21,82	118,11	117,67

(ii) Gráfico das Potências (Total e Fundamental) e do Fator de Potência

Tabela 6.6: Potência e fator de potência no secundário do transformador.

Potência							Fator de Potência	
Total				Fundamental			Fund	Total
Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVAR]	Distorção [KVAd]	Aparente [KVA]	Ativa [KW]	Reativa [KVAR]		
13,13	12,71	1,83	2,73	12,81	12,67	1,93	0,989	0,968

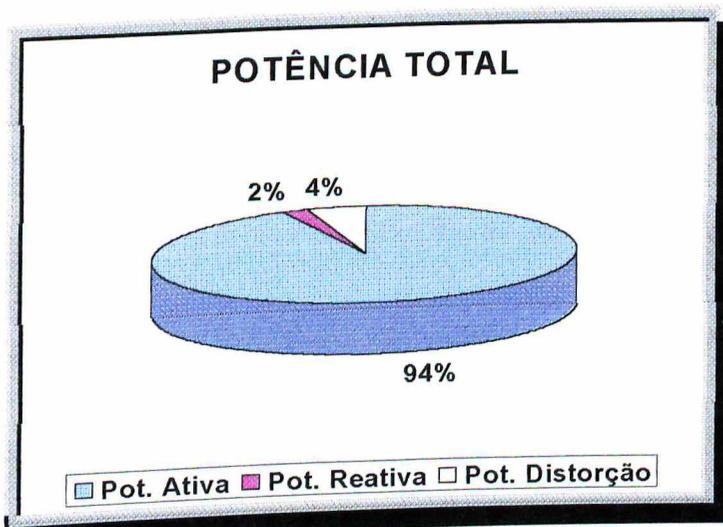


Figura 6.10: Potência total no transformador.

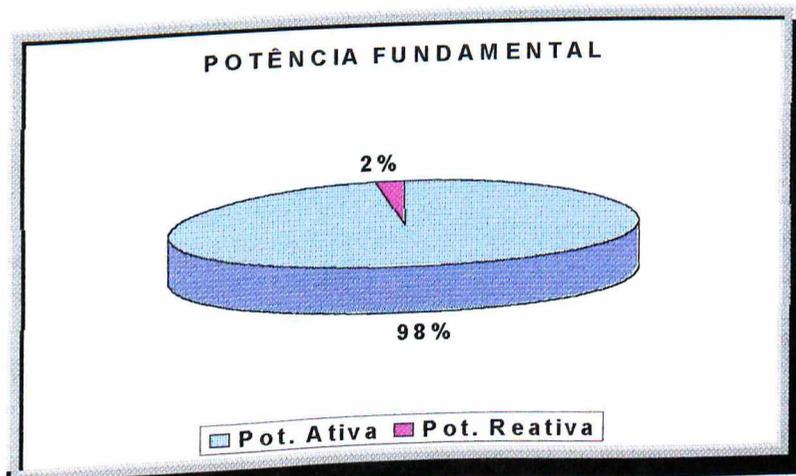


Figura 6.11: Potência fundamental no transformador.

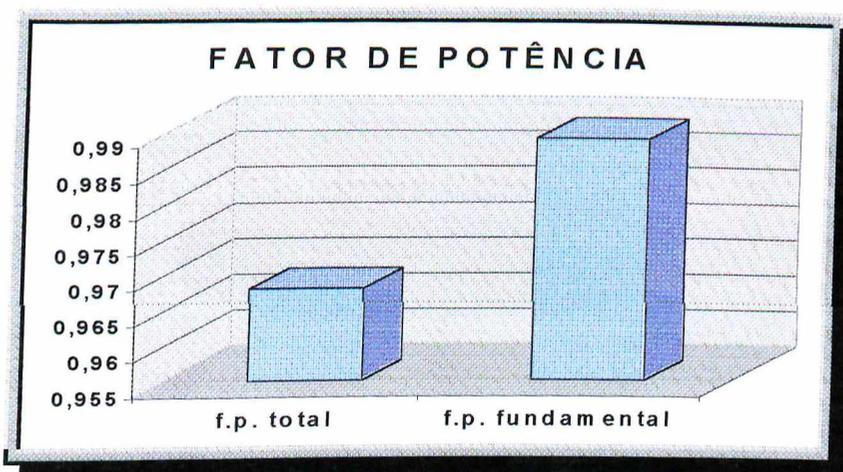


Figura 6.12: Fator de potência total e fundamental no transformador.

(ii) Perdas no Transformador e na Rede Elétrica

Tabela 6.7: Resultados das perdas ocorridas no transformador e na rede elétrica.

Perdas		Transformador	Cabos	Ramais de entrada, de ligação e conectores	Rede Elétrica
Perda Fundamental	[KW]	0,298	0,105	0,043	0,445
Perda Harmônica	[KW]	0,020	0,011	0,002	0,036
Perda Total	[KW]	0,318	0,117	0,045	0,480
Perda Fundamental Ativa	[KW]	0,193	0,104	0,031	0,334
Perda Fundamental Reativa	[KW]	0,104	0,002	0,012	0,111

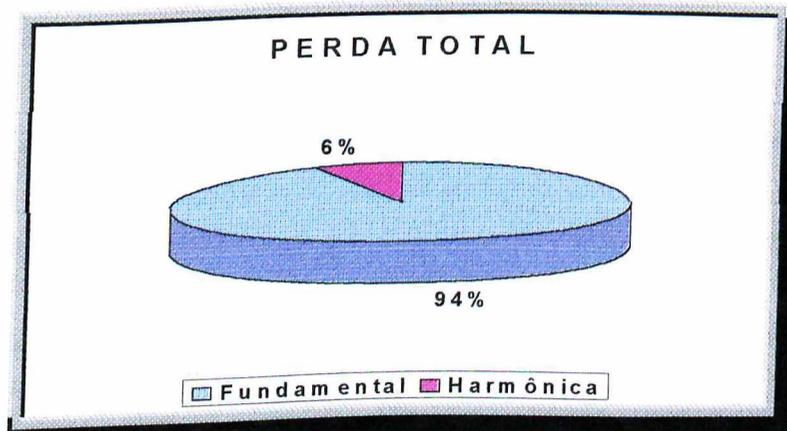


Figura 6.13: Perda total no transformador.

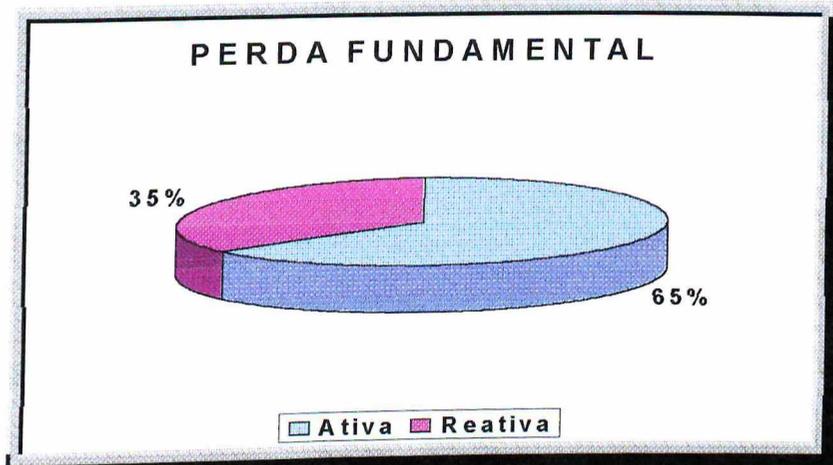


Figura 6.14: Perda fundamental no transformador.

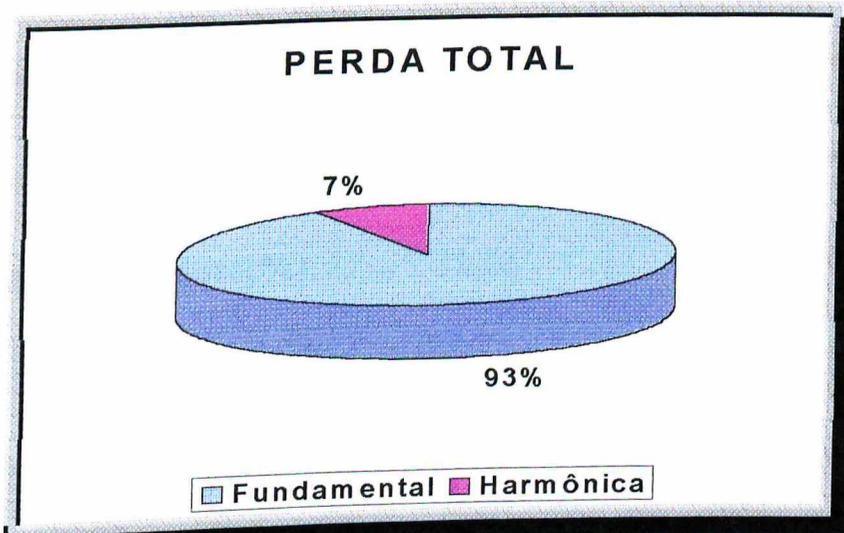


Figura 6.15: Perda total na rede elétrica.

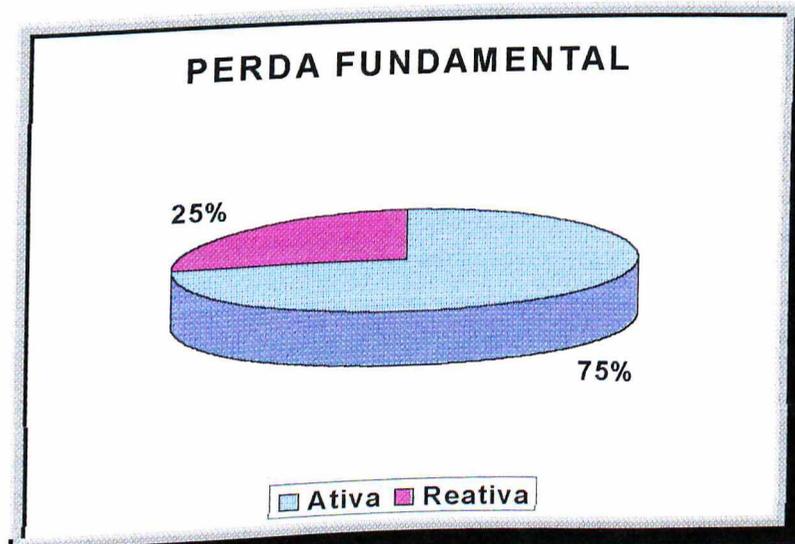


Figura 6.16: Perda fundamental na rede elétrica.

A tabela 6.8 apresenta uma compilação dos resultados das simulações, evidenciando as atenuações da potência reativa e das perdas, quando o sistema de compensação automático é implementado na simulação.

*Tabela 6.8: Compilação dos valores obtidos na simulação com a implementação da compensação automática de reativos.*

		Carregamento Leve	Carregamento Médio	Carregamento Nominal
Tensão Fundamental	[V]	128,68	129,24	127,47
Tensão Total	[V]	128,69	129,26	127,60
Distorção Harm. de Tensão	[%]	1,23	1,56	4,40
Corrente Fundamental	[A]	34,12	48,38	100,52
Corrente Total	[A]	35,87	49,72	102,89
Distorção Harm. De Corrente	[%]	32,53	23,72	21,82
Potência Aparente	[KVA]	4,62	6,43	13,13
Potência Ativa	[KW]	3,50	6,16	12,71
Potência Reativa	[KVA <sub>r</sub> ]	2,62	1,08	1,83
Potência de Distorção	[KVA <sub>d</sub> ]	1,46	1,48	2,73
Fator de Potência		0,759	0,958	0,968
Perda Ativa	[KW]	0,024	0,082	0,334
Perda Reativa	[KW]	0,114	0,110	0,111
Perda Harmônica	[KW]	0,006	0,010	0,036
Perda Total	[KW]	0,145	0,201	0,480

## 6.4 – COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE OS RESULTADOS OBTIDOS PARA OS CARREGAMENTOS: MÉDIO E NOMINAL

Para o carregamento leve os capacitores não foram ativados pela MUV, pois neste período, com a entrada destes as perdas aumentariam devido sua potência reativa ser superior à da carga, permanecendo assim reativos na rede.

Quanto aos valores associados ao carregamento médio, com a entrada do capacitor, obtiveram-se os seguintes resultados:

- a tensão teve uma elevação de aproximadamente 1%;
- ocorreu um pequeno aumento tanto no  $DHV_T$  como no  $DHI_T$ ;
- a potência aparente decresceu de 12,3%, alterando o fator de potência de 0,819 para 0,958;
- no tocante à perda total na rede elétrica, houve uma redução de aproximadamente 7,37%.

Para a condição sob carga nominal, onde situa-se o momento mais crítico, os dados analisados foram os seguintes:

- a tensão foi elevada em aproximadamente 1,3%;
- ocorreu um pequeno aumento tanto no  $DHV_T$  como no  $DHI_T$ ;
- a potência aparente teve um decréscimo de 12,8%, alterando o fator de potência de 0,818 para 0,968;
- no tocante à perda total na rede elétrica, houve uma redução em torno de 18,5%.

## 6.5 - IMPACTO DA UTILIZAÇÃO DA MICRO USINA VIRTUAL NA REDUÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS

Neste item, realizar-se-á um estudo avaliando a redução das perdas técnicas no sistema de distribuição causado por áreas residenciais, quando utilizada a Micro Usina Virtual.

O procedimento desta análise é semelhante àquele efetuado no capítulo V (item 5.4), onde se tem estabelecido, para um período de 24 horas, condições de carregamento da rede elétrica, conforme períodos distintos de operação.

A tabela 6.9 apresenta os resultados das simulações do sistema elétrico submetido à correção do fator de potência através da Micro Usina Virtual

*Tabela 6.9: perdas totais obtidas nas simulações.*

Casos simulados	Perdas totais [KW]
Carregamento leve	0,148
Carregamento médio	0,201
Carregamento nominal	0,480

Utilizando os valores das perdas totais da tabela 6.9, e aplicando o cálculo da energia perdida, segundo a equação (17) do capítulo IV (item 4.5) é estimado o valor em KWh/dia, para períodos distintos de operação.

Os resultados quantitativos para as simulações efetuadas determinaram os valor de KWh.dia/fase a seguir:

$$w_p = 5,30 \text{ [KWh.dia/fase]}$$

Partindo do princípio de que as três fases tenham características semelhantes e utilizando a equação (18) do capítulo IV, poder-se-ão estipular para um mês os valores de energia perdida.

Os resultados quantitativos (total  $3\Phi$ ) para os casos em estudo culminaram nos seguintes valores:

$$w_t = 477,30 \text{ [KWh/mês]}$$

Considerando que se tenha obtido os mesmos resultados para os 381 transformadores do alimentador com uma potência aproximada de 17,145[MVA] conforme mostrado na figura 4.13, teremos uma estimativa do valor de energia perdida:

$$w_{tp} = 181,87 \text{ [MWh/mês]}$$

A tabela 6.10 apresenta uma comparação do sistema estudado com e sem a compensação de reativos realizada pela Micro Usina Virtual, analisando a redução de perdas e a liberação de potência, para um alimentador com 381 transformadores com potências individuais de 45KVA.

Tabela 6.10: Análise da recuperação das perdas  $RI_q^2$  e a disponibilidade de potência liberada ao sistema elétrico, para 381 transformadores.

PERDAS	Sem compensação		Com compensação		Redução das perdas (%)
	Potência [KW]	Energia [KWh/mês]	Potência [KW]	Energia [KWh/mês]	
Carregamento leve (12 horas)	169	60.900	169	60.900	0,00
Carregamento médio (8 horas)	248	59.527	230	55.138	7,37
Carregamento nominal (4 horas)	673	80.787	548	65.837	18,50
POTÊNCIAS	Potência [KVA]	Fator de potência	Potência [KVA]	Fator de potência	Redução das potências (%)
Carregamento leve (12 horas)	5.281	0,759	5.281	0,759	0,00
Carregamento médio (8 horas)	8.378	0,819	7.350	-0,958	12,28
Carregamento nominal (4 horas)	17.214	0,818	15.000	0,968	12,81

## 6.6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresentou-se através de simulações computacionais, a importância da compensação de reativos no lado de BT para residências e comércio, a fim de inibir a circulação de corrente reativa.

A metodologia de compensação adotada baseou-se na utilização na utilização da Micro Usina Virtual para a compensação automática, anulando assim os efeitos das perdas reativas  $RI^2$  na rede e propiciando o alívio da potência aparente para os transformadores, sem influenciar na venda do produto.

Através dos casos estudados, observou-se uma significativa redução tanto nas perdas (18,5%) como na potência aparente (12,82%) para o horário de ponta, o qual representa o período mais crítico para as concessionárias distribuidoras de energia no Brasil.

---

## CAPÍTULO VII

### CONCLUSÕES GERAIS

Reconhecendo que várias conclusões específicas tenham sido destacadas ao longo desta dissertação, apresenta-se para este capítulo, a importância de uma abordagem geral do trabalho, salientando os aspectos envolvidos com as contribuições efetivas, bem como possíveis desenvolvimentos futuros, com o objetivo de aprimorar os estudos aqui realizados.

Inicialmente o capítulo I justificou a real importância da preocupação com a busca da eficiência energética devido a problemas de pressões ambientais, encarecimento de combustíveis e escassez de recursos para novos investimentos na expansão da capacidade geradora. Foi enfocada a necessidade de energia a curto e longo prazos e a utilização de forma racional e eficiente, com a intenção, a um custo mais reduzido, de atender a um maior número de consumidores com melhor qualidade e disponibilizar um alívio na capacidade da rede elétrica de distribuição. Com base na necessidade da exploração de estudos do uso otimizado da energia elétrica, o capítulo sugeriu otimizar a redução de perdas através da realização da compensação localizada de reativos.

O capítulo II procurou realizar uma abordagem da avaliação das perdas em um sistema de distribuição elétrica, apresentando, de modo teórico, alguns

métodos empregados para o cálculo de perdas nos diversos componentes do sistema de distribuição e alguns exemplos reais de perdas de energia e potência. Ressaltou-se que é de importância prioritária o conhecimento destas perdas e a identificação dos pontos que podem ser melhorados, como por exemplo, a utilização da compensação localizada de reativos. Finalizando, apresentou-se uma análise no segmento de iluminação pública do Brasil, mostrando-se confirmar a influência do fator de potência, tanto nas perdas de energia como na perda financeira para este setor.

Quanto ao capítulo III, foi apresentado um estudo sobre conectores, evidenciando o seu comportamento em um sistema de energia quanto às perdas inerentes e o que elas acrescentam na distribuição. Foi mencionada a não manutenção regular, como ocorre na maioria dos casos e a confiabilidade da conexão colocada em risco, podendo ocorrer falhas de alimentação e ruptura de componentes, levando à necessidade de desligamento da corrente de carga para se efetuar a substituição causando insatisfações diversas.

No capítulo IV, procedeu-se à apresentação gráfica das potências, tensões, correntes, fator de potência e das distorções harmônicas de tensão e corrente, com o intuito de desvendar o perfil do consumidor doméstico, permitindo assim uma análise global do comportamento da unidade residencial. A descoberta relevante foi em relação ao expressivo consumo de reativo e ao baixo fator de potência verificados nas instalações. Este capítulo também apresentou investigações do comportamento e do impacto do fluxo harmônico gerado e da energia reativa absorvida por um conjunto de residências na rede de distribuição. Para várias situações de carregamento do transformador, determinaram-se as distorções harmônicas de tensão e corrente, bem como níveis de perdas e de quedas de tensão resultantes na

rede. De uma forma geral, constatou-se que os problemas de qualidade obtidos nas simulações estão mais relacionados aos níveis de reativo e de fator de potência do que com as harmônicas propriamente ditas. As perdas computadas evidenciaram significativos percentuais de perdas reativas, sendo que, para uma parcela considerável dos resultados, o fator de potência apresentou-se baixo. Como último comentário, o capítulo apresentou uma análise envolvendo as perdas financeiras que as concessionárias e o governo, ao nível da cidade de Uberlândia, do estado de Minas Gerais e do Brasil, sofreram por causa das perdas técnicas, em função dos reativos nas linhas de distribuição, originários das cargas residenciais e comerciais.

O capítulo V teve seu enfoque voltado às investigações das características e do impacto dos ramais de ligação e entrada e conectores nas perdas técnicas em baixa tensão, quando levados em consideração nas simulações. Através dos resultados obtidos pelas simulações, constatou-se um acréscimo considerável nas perdas para o horário de ponta.

Finalmente o capítulo VI apresentou um método alternativo de compensação de reativos em baixa tensão para residências e comércio, utilizando um equipamento denominado Micro Usina Virtual, cuja função é a compensação automática de reativos, anulando os efeitos das perdas reativas na rede de distribuição. Realizou-se computacionalmente um estudo avaliando a redução das perdas e da potência aparente no transformador causadas por áreas residenciais e os resultados positivos advindos das implementações das MUV's. Através dos casos estudados, observou-se uma significativa redução tanto nas perdas como na potência aparente para o horário de ponta, o qual representa o período mais crítico para as concessionárias brasileiras.

Diante dos fatos ilustrados, fica evidente a importância de pesquisas voltadas às análises das perdas técnicas na distribuição em baixa tensão, fortemente vinculadas ao consumo de reativos. Por outro lado, foi reconhecida a necessidade de um estudo mais amplo no tocante às perdas causadas por reativos consumidos por áreas residenciais, abrangendo as linhas de distribuição de média tensão, transmissão, subestações e geração. Nesse aspecto, como sugestões para futuros desenvolvimentos, destaca-se a relevância de esforços voltados para:

- Análise da influência da compensação de reativos em baixa tensão sobre a média e alta tensão, transmissão e geração;
- Realização de estudos comparando o novo método sugerido na dissertação com os utilizados atualmente;
- Implementação em campo da “Micro Usina Virtual”, de forma a comprovar a sua eficiência na redução das perdas e na disponibilização de potência.

---

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] Galvão, L. C. R.; Reis, L. B.; Udaeta, M. E. M.; Gimenes, A. L. V. "*GLD: O Estado da Arte no Brasil e Suas Perspectivas Para o Futuro*". Eletricidade Moderna, pág. 143 – 159, Janeiro, 1998.
- [2] Cipoli, J. A.; Borges J. A. M. "*Avaliação das Perdas de Energia no Sistema elétrico*". Eletricidade Moderna, pág. 44 – 47, Outubro, 1990.
- [3] Cardoso, A. F.; Fleury M. E. V.; Lage, W. F. "*Perdas de Energia: Totais, Técnicas e Não Técnicas*". Eletricidade Moderna, pág. 109 – 114, Janeiro, 1996.
- [4] Bacelar, J. "*Cálculo de Perdas nos Componentes de Redes de Distribuição*". Eletricidade Moderna, pág. 70 – 79, Janeiro, 1995.
- [5] Siese. "*Siese Divulga os Números do Setor Elétrico em 1999*". Eletricidade Moderna, pág. 30 – 31, Abril, 2000.
- [6] Barros, J. R. F. "*Desperdício de Energia na Iluminação Pública e Propostas de Solução*". Eletricidade Moderna, pág. 64 – 75, Março, 2000.
- [7] Leme, R. P.; Neto, J. N. "*Como Reduzir as Perdas de Energia nas Conexões Elétricas*". Eletricidade Moderna, pág. 62 – 66, Dezembro, 1995.
-

- 
- [8] Silveira, V. L. A.; Teixeira, R. R. G. "*Qualificação de Conectores para Redes de Distribuição*". *Eletricidade Moderna*, pág. 8 – 17, Junho, 1985.
- [9] Procel. "*Cenário Energético Brasileiro*". <http://www.procel.com.br> novembro, 1999.
- [10] Jannuzzi, G. M.; Santos, V. F. "*Uso de Incentivos Para um Programa de Iluminação Eficiente em Residências*". *Eletricidade Moderna*, pág. 72 – 78, Setembro, 1996.
- [11] Jannuzzi, G. M.; Queiroz, G. C.; Filho, M. M. C. "*Programas de Substituição de Lâmpadas Incandescentes no Setor Residencial*". *Eletricidade Moderna*, pág. 42 – 44, Setembro, 1992.
- [12] Jannuzzi, G. M.; Santos, V. F.; Bittencourt, M. F. L.; Leonelli, P. A. "*Avaliação de Programas Residenciais de Iluminação Eficiente no Brasil*". *Eletricidade Moderna*, pág. 112 – 120, Agosto, 1997.
- [13] Jannuzzi, G. M.; Santos, V. F.; Ugaya, C. M. L.; Madureira, R. G.; Salcedo, M. V. Y. "*Programa de Administração da Demanda Para o Setor Residencial Brasileiro*". *Eletricidade Moderna*, pág. 107 – 111, Março, 1996.
- [14] Soares, E. L. "*Uma Investigação dos Consumidores Residenciais Sob o Enfoque da Qualidade da Energia Elétrica*". Dissertação de Mestrado – UFU, Março, 1999.
-

- 
- [15] Oliveira, A.; Martins, R. M.; Silva, S. F. P. "*Software Power Quality*". Ano de 1999.
- [16] Companhia Energética de Minas Gerais "*Cemig em Números*". Ano de 1999.
- [17] Oliveira, A. "*Desenvolvimento – Micro Usina Virtual*". Patente nº 004967, ano de 1999.
- [18] Ribeiro, A. C. V. "*Proposta de uma Compensação Reativa e Harmônica em Residências*". Dissertação de Mestrado – UFU, Junho, 1999.
- [19] Filho, J. B. S.; Silva, E. P. "*Harmônicos e Capacitores em Prédios Comerciais: Análise de um Caso Real*". *Eletricidade Moderna*, pág 48 – 58, Fevereiro, 1998.
- [20] Nonato, J. C.; Severino, M. M. "*Faturamento de Energia Reativa em Condomínios Residenciais*". *Eletricidade Moderna*, pág. 60 – 68, Fevereiro, 1998.
- [21] Figueiras, A. R.; Neto, T. N. C.; Filho, I. E. L.; Almeida, J. N. "*Parceria Entre Empresa e Universidade Para Consultoria aos Consumidores*". *Eletricidade Moderna*, pág. 70 – 75, Fevereiro, 1998.