

VICTOR PATRICIO NARANJO CAMPOVERDE

**PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS NA
EMPRESA ELETRICA AMBATO S.A.RCN – EQUADOR,
COM ÊNFASE NA ILUMINAÇÃO RESIDENCIAL E PÚBLICA**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Instituto de Física, Faculdade de Economia e Administração) da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Energia.

São Paulo

1998

VICTOR PATRICIO NARANJO CAMPOVERDE

**PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS NA
EMPRESA ELETRICA AMBATO S.A.RCN – EQUADOR,
COM ÊNFASE NA ILUMINAÇÃO RESIDENCIAL E PÚBLICA**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Instituto de Física, Faculdade de Economia e Administração) da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Área de Concentração: Energia

Orientador:

Prof. Dr. Ildo Luis Sauer

São Paulo

1998

DEDICATORIA

Ao meu filho,

DANIEL PATRICIO,

A razão principal de meu aperfeiçoamento,

Nas dificuldades percebi que vale a pena prosseguir,

Importante foi e sempre será estar ao seu lado,

Esperança tenho de vê-lo feliz e orgulhoso,

Levando a vontade de vencer.

AGRADECIMENTO

À “International Energy Initiative” (IEI), pelo apoio financeiro recebido para que seja possível esta experiência Técnica , plasmada em este trabalho.

Ao professor, amigo e orientador Dr. Ildo Luis Sauer, pela orientação neste trabalho.

À “Empresa Elétrica Ambato S.A. Regional Centro Norte”, especialmente a administração atual em nome do Ing. Eduardo Paredes Soria, pelas facilidades dadas para que possa aperfeiçoar no mundo da conservação da energia.

Ao pessoal dos departamentos técnicos da E.E.A.S.A.RCN, pela colaboração no fornecimento de informação.

Ao economista Alessandro Barghini, pelo fornecimento de toda a informação do estudo feito pelo INECCEL-LOGOS CONSULTORES, no ano 1991.

Aos professores, funcionários do Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE), por seus aportes acadêmicos, solidariedade e amizade.

À todos meus companheiros de aula, com quineis vivi muitas experiências em este tempo no Brasil.

SUMÁRIO

Resumo	
“Abstract”	
Lista de Tabelas	
Lista de Figuras	
Lista de Abreviaturas e Siglas	

ÍNDICE

Capítulo I

1.1 Introdução	1
1.2 Planejamento Integrado de Recursos – PIR	2
1.2.1 Aspectos fundamentais	3
1.2.2 Benefícios de implementar o PIR	3
1.2.2.1 Pelo lado da Oferta	5
1.2.2.2 Pelo lado da demanda	5
1.2.2.3 Pelos Usos Finais	6
1.2.3 Etapas básicas do PIR	6
1.2.4 Vantagens da implementação do PIR	7
1.3 Objetivos	7
1.4 Motivação	8
1.5 Metodologia	9
1.6 Conteúdo da dissertação	10

Capítulo II

ANÁLISE DO SETOR ELÉTRICO NO EQUADOR E NA E.E.A.S.A.RCN. EVOLUÇÃO E SITUAÇÃO ATUAL

2.1 Introdução	12
2.1.1 Fontes Minerais	12
2.2 O setor elétrico no Equador	12

2.2.1 Lei do Regime do Setor Elétrico	13
2.2.1.1 Estrutura do Setor Elétrico	13
2.2.1.2 O Conselho Nacional de Eletricidade - CONELEC)	14
2.2.1.3 O Centro Nacional de Controle de Energia (CENACE)	15
2.2.2 Sistema de Geração	15
2.2.3 Sistema de Transmissão	17
2.2.4 Sistema de Distribuição	17
2.3 Principais Características do Sistema de tarifas	19
2.4 Políticas Ambientais no Equador	23
2.5 Características da Oferta de energia elétrica na E.E.A.S.A.RCN.	24
2.5.1 Usuários por localização geográfica da empresa elétrica Ambato	26
2.5.2 Sistema de Geração	26
2.5.3 Sistema de Subtransmissão	28
2.5.4 Sistema de Distribuição	28
2.5.5 Utilização do Sistema de Automação – SCADA	28
2.5.5.1 Arquitetura do Sistema	30
2.6 Características da Demanda na E.E.A.S.A.RCN	31
2.6.1 Setor Residencial	31
2.6.2 Setor Comercial	32
2.6.3 Setor Industrial	32
2.6.4 Outros Setores	32
2.7 Setor de Iluminação Pública	33
2.7.1 Quantidade e Potência das Luminárias Instaladas	34
2.7.2 Energia no Setor de Iluminação Pública	35

Capítulo III

CARACTERIZAÇÃO DA CURVA DE CARGA PAR USOS FINAIS DA CIDADE DE AMBATO

3.1 Principais determinantes setoriais da Demanda	36
3.1.1 Aspectos Geográficos	36
3.1.2 Variações das condições climáticas	37
3.1.3 Aspectos sócio-econômicos	40
3.1.4 Densidade de População	41

3.1.5	Outros dados do Censo	41
3.1.6	Comparação dos determinantes setoriais entre as cidades em estudo	41
3.2	Estudo de mercado do uso dos eletrodomésticos	43
3.2.1	Tecnologias	44
3.2.1.1	Lâmpadas	44
3.2.1.2	Geladeiras	46
3.2.1.3	Aquecedores de Água	48
3.3	Obtenção de dados para a caracterização da curva de carga	
	Da cidade de Ambato	52
3.3.1	Classificação dos estratos de consumo	52
3.3.2	Análise dos dados da pesquisa em Cuenca	55
3.3.2.1	Conceitos básicos utilizados	55
3.3.2.2	Distribuição de consumo de energia por aparelho e uso final	57
3.3.3	Análise de um alimentador primário de distribuição	
	Para o setor residencial da província de Tungurahua	59
3.3.4	Integração dos resultados do análise, pesquisa e medições	61
3.4	Caracterização da curva de Ambato	62
3.5	Análise do consumo de eletricidade no setor residencial de Ambato	64
3.5.1	Iluminação	67
3.5.2	Refrigeração	67
3.5.3	Aquecimento de Água	68
3.6	Análise do consumo de eletricidade no setor de iluminação pública	68

Capítulo IV

ANÁLISE TÉCNICA-ECONÔMICA DA IMPLEMENTAÇÃO DE TECNOLOGIAS EFICIENTES EM ILUMINAÇÃO

4.1	Análise Técnica dos equipamentos de distribuição	71
4.1.1	Níveis de Tensão	72
4.1.2	Continuidade das Redes de Distribuição	72
4.1.3	Análise das redes de distribuição	74
4.1.3.1	Atualização da informação das redes primarias	74
4.1.3.2	Análise atual das redes primarias de distribuição	75
4.1.3.3	Apresentação dos resultados	76

4.1.3.4 Planejamento da rede primaria	77
4.2 Fatores que intervêm na análise econômica	78
4.2.1 Preços da Eletricidade	79
4.2.2 Taxa de Desconto	80
4.2.3 Preços dos Equipamentos	80
4.2.4 Vida útil dos equipamentos	81
4.2.5 Figuras de Mérito	82
4.3 Avaliação econômica com novas tecnologias	85
4.3.1 No setor residencial	85
4.3.1.1 Tempo simples de retorno (TSR)	86
4.3.1.2 Avaliação econômica das lâmpadas incandescentes	86
4.3.2 No setor de Iluminação Pública	88
4.3.3 Análise de Sensibilidade	91

Capítulo V

AVALIAÇÃO INTEGRADA DOS RECURSOS DE DEMANDA E OFERTA

5.1 Fator de Carga da Conservação e Índice de efetividade de Custo	93
5.2 Previsão da Demanda de Potência e Energia Elétrica	95
5.2.1 Plano de expansão da Geração	96
5.2.2 Método da curva de seleção para minimizar os custos de geração	97
5.3 Análise da Demanda e Impactos do uso racional de energia	98
5.3.1 Cenário de Eficiência Congelada	99
5.3.2 Cenário Tendencial	99
5.3.3 Cenário Eficiente	99
5.3.4 Perspectivas de penetração dos equipamentos	101
5.3.5 Demanda Evitada com a implementação dos programas de usos finais ..	103
5.4 Análise Integrada dos Programas de Oferta e Demanda	106
5.4.1 Curva de seleção para Minimização dos custos de oferta de energia	106
5.4.2 Curva cumulativa dos recursos da Demanda	107
5.4.3 Curva Cumulativa de recursos para a cadeia de Produção	110
5.4.4 Teste do ponto de vista do Consumidor Participante	111
5.4.5 Teste do ponto de vista do consumidor Não Participante (RIM)	113
5.4.6 Teste do custo do ponto de vista da Companhia de distribuição	113

5.4.7	Teste do Custo da Companhia Geradora	115
5.4.8	Teste do Custo Total do recurso / Sociedade	116
5.5	Barreiras no sistema de distribuição	116
5.6	Programa de incentivos para os Usuários	117

Capítulo VI

Conclusões e Recomendações	119
----------------------------------	-----

Anexos	132
---------------------	-----

Anexo A	Mapa político do Equador.....	133
Anexo B	Sistema de subtransmissão da E.E.A.S.A.RCN.....	134
Anexo C	Tarifas do custo marginal do Equador ano 1998.....	135
Anexo D	Curva característica de carga da cidade de Cuenca.....	136
Anexo E	Curvas de carga dos alimentadores Pasa e Miraflores	140
Anexo F	Dados pu dos alimentadores Pasa, Miraflores e setor residencial..	141
Anexo G	Curvas características de carga da cidade de Ambato.....	143
Anexo H	Quedas de tensão dos alimentadores primários E.E.A.S.A.RCN....	147
Anexo I	Orçamento para a execução de obras das redes primarias, período 1998-2006.....	149
Anexo J	Análise econômico da troca de lâmpadas comuns por eficientes nos setores residencial e iluminação pública.....	150
Anexo K	Análise da sensibilidade da troca de lâmpadas incandescentes peias FLC.....	154
Anexo L	Dados de conservação em usos finais de eletricidade.....	155

Referências Bibliográficas	156
---	-----

RESUMO

Este trabalho apresenta uma proposta para o uso eficiente de iluminação para os setores residencial e de iluminação pública, num contexto de planejamento integrado de recursos, para a área da empresa elétrica Ambato S.A.RCN. concessionária do serviço de energia elétrica da região central do Equador. E compreende a caracterização dos usos finais de energia e das curvas de carga, a avaliação das redes de distribuição e a análise dos programas de gerenciamento da demanda (GLD) e sua comparação com as alternativas de oferta.

A caracterização dos usos finais de energia elétrica e das curvas de carga para a cidade de Ambato, foi realizada a partir da pesquisa de campo realizada para a cidade de Cuenca no ano de 1991, pelo Instituto Equatoriano de Eletrificação (INECEL), mediante a análise dos aspectos geográficos, climáticos, socio-econômicos e dos consumos de energia elétrica por estrato, obtidos das concessionárias das duas regiões.

Avaliações técnicas e econômicas das redes primárias de distribuição existentes foram realizadas, sugerindo um plano de obras, para manter e melhorar a qualidade e confiabilidade do serviço.

Os programas de GLD analisados compreendem a substituição das lâmpadas incandescentes de 60W pelas fluorescentes compactas de 15W (ilum) no setor residencial, e a troca das lâmpadas de vapor de mercúrio pelas de vapor de sódio, sendo T1 (125Hg-70Na); T2 (175Hg-100Na); e T3 (250Hg-150Na), no setor de iluminação pública.

O custo de energia conservada (CEC) foi de 25,2 US\$/MWh para ilum; de 6,4 US\$/MWh para T1; de 24,9 US\$/MWh para T2; e de -21,7 US\$/MWh para T3, e o índice de efetividade de custo (IEC) obtido foi de -0,75 para T3; de 0,88 para T2; de 0,23 para T1; e 0,41 na ilum.

Os resultados indicam que com a implementação destes programas de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) em iluminação, pode-se evitar uma demanda total de 9,8 MW (8%) e obter uma diminuição do consumo de energia de 44,6 GWh (8,6%) para o ano de 2008.

ABSTRACT

This work presents a proposal for the improvement of energy efficiency in the residential and public lighting, under an integrated by using an resource planning framework, for the Ambato electric utility region in Ecuador. Energy end-uses and load curves were characterized, distribution system grid was evaluated, demand side management (DSM) programs were analyzed and compared to supply options.

Energy end-uses and load curves for the Ambato area were estimated from a field research, conducted for the Cuenca area in 1991 by the Ecuadorian Electric Institute (INECEL), after a comparison of geographic, climatic, socio-economic data and energy consumption by range for both, Ambato and Cuenca, utilities.

As a result of an assessment of distribution system grid, aiming at maintainnig and improving service quality and reliability, a work plan was developed.

DSM programs evaluated included substitution of 15W compact fluorescent lamp (CFL) for 60W incandescent lamps - (ilum), in residential sector, and substitution of 70W (T1), 100W (T2) and 150W (T3) sodium (Na) lamps for 125W, 175W and 250W mercury (Hg) lamps respectivity in public lighting.

Cost saved of energy is estimated at 25,2 US\$/MWh for CFL lamps and 6,4 US\$/MWh for 70W , 24,9 US\$/MWh for 100W and -21,7 US\$/MWh for 150W sodium lamps; cost effectiveness factors are: of -0,75 for T3; 0,88 for T2; 0,23 for T1 and 0,41 for ilum.

Results show that DSM programs many allow, by the year 2008, a reduction of 9,8 MW (8%) in peak power and reduction in energy demand of 44,6 GWh (8,6%).

Tabela 3.12	Porcentagem de consumo de energia por estrato e uso	63
Tabela 3.13a	Consumo médio por estrato e por uso na E.E.A.S.A.RCN	64
Tabela 3.13b	Consumo mensal por estrato e por uso na E.E.A.S.A.RCN	65
Tabela 3.14	Características de crescimento da iluminação pública	69
Tabela 3.15	Características dos reatores em iluminação pública	70

Capítulo IV

Tabela 4.1	Tempo simples de retorno	86
Tabela 4.2	Análise dos resultados da troca de lâmpadas	87
Tabela 4.3	Fluxo de caixa – troca Incand 60W pela FLC 15W	88
Tabela 4.4	Custo do ciclo a vida (CCV) I.P.	89
Tabela 4.5	Custo do ciclo a vida anualizado (CCVA) I.P.	90
Tabela 4.6	Custo do ciclo a vida anualizado não energético (CCVANE) I.P.	90
Tabela 4.7	Fluxo de caixa – Iluminação pública	91

Capítulo V

Tabela 5.1	Previsão da demanda elétrica 1996 –2010	96
Tabela 5.2	Plano de expansão da geração no Equador	97
Tabela 5.3	Projeção da demanda de energia	100
Tabela 5.4	Penetração dos equipamentos	102
Tabela 5.5	Penetração dos equipamentos anuais	103
Tabela 5.6	Consumo elétrico que pode ser modificado	104
Tabela 5.7	Energia elétrica evitada com programas GLD	104
Tabela 5.8	Demanda e energia evitada com programas DSM	105
Tabela 5.9	Índice de efetividade de custo no sistema elétrico total	111
Tabela 5.10	Análise do ponto de vista do Consumidor Participante	112
Tabela 5.11	Análise do ponto de vista da companhia elétrica	114
Tabela 5.10	Análise do ponto de vista da companhia geradora	115

FIGURAS

Capítulo I

Figura 1.1	Modelo de planejamento Tradicional e Integrado de recursos	4
------------	--	---

Capítulo II

Figura 2.1	Porcentagem de consumo de energia elétrica por setores no Equador	18
Figura 2.2	Usuários por ubiquação geográfica	25
Figura 2.3	Crescimento de fornecimento de energia	27
Figura 2.4	Produção de Energia do sistema elétrico da E.EA.S.A.RCN	32
Figura 2.5	Porcentagem do consumo por setores E.E.A.S.A.RCN. ano 1997	34

Capítulo III

Figura 3.1	Carta bioclimática típica com as estratégias indicadas	39
Figura 3.2	Curvas de carga dos alimentadores e setor residencial de Ambato .	61
Figura 3.3	Curvas de carga dos usuários por estrato de Ambato .	66
Figura 3.4	Crescimento da iluminação pública	69

Capítulo V

Figura 5.1	Custos de Expansão de Geração	98
Figura 5.2	Curva de tipo logística para penetração dos equipamentos	101
Figura 5.3	Curva de Conservação da oferta e demanda	107
Figura 5.4	Curva de energia conservada (CEC) ano 2008	108
Figura 5.5	Índice de efetividade de custo (IEC)	109
Figura 5.6	Diagrama de recursos cumulativos CEC e IEC	110
Figura 5.7	Índice de efetividade de custo (IEC) para todo o sistema elétrico ...	111

ABREVIATURAS E UNIDADES

bbI	barris
CCV	Custo de Ciclo de Vida
CCVA	Custo de Ciclo de Vida Anualizado
CCVANE	Custo de Ciclo de Vida Anualizado Não Energéticos
CDC	Curva de Duração de Carga
CEC	Custo de Energia Conservada
CECON	Centro de Controle
CENACE	Centro Nacional de Controle de Carga
CONADE	Conselho Nacional de Desenvolvimento
CONELEC	Conselho Nacional de eletricidade
CPC	Custo de Potência Conservada
DIPLAT	Direção de Planejamento e Tarifas
DSM	Demand Side Management
EEASARCN	Empresa Elétrica Ambato Sociedade Anônima Regional Centro Norte
EERCSCA	Empresa Elétrica Regional Centro Sul Companhia Anônima
Fc	Fator de Carga
FCC	Fator de carga da Conservação
FD	Fator de Diversidade
FRC	Fator de Recuperação de Capital
Hg	Mercúrio
INAMHI	Instituto Nacional de Meteorologia e Hidrologia
IGM	Instituto Geográfico Militar
INECEL	Instituto Equatoriano de Eletrificação
INEC	Instituto de Estatísticas e Censos do Equador
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GW	Giga-Watt (equivalente 10^9 Watt)
km ²	quilômetro quadrado
kV	kilo-Voltios
kW	quillowatt (equivalente 10^3 Watt)
kWh	quillowatt hora
l	litros
m ³	metros cúbicos

Na	Sódio
MVAR	Mega Volta Apérios Reativos
MW	Mega-Watt (equivalente 10^6 Watt)
OLADE	Organização Latino-Americana de energia
PIB	Produto Interno Bruto
PIR	Planejamento Integrado de Recursos
RIM	Rate Impact Measure
TIR	Taxa Interna de Retorno
Ton	toneladas
TSR	Tempo simples de Retorno
SCADA	Supervisory Controle And data Adquisition
S/E	Subestação
SICAP	Sistema Computacional para Análise de primários
VAD	Valor Agregado de Distribuição
US\$	Dólares Americanos
UTR	Unidade Terminais Remotas

CAPITULO I

1.1 INTRODUÇÃO

O incremento do preço do petróleo nos anos 70, combinado com o aumento da taxa de juros, marcaram o final da era da energia barata, gerando um problema ao modelo de desenvolvimento adotado até então. Com isso, a energia tornou-se uma limitação ao progresso de muitos países em desenvolvimento.

O crescimento rápido e mal planejado da produção e do consumo energético, produziram impactos ambientais, que apesar de no passado terem sido considerados secundários, hoje se reconhece, podem comprometer o desenvolvimento.

Oferecer serviços com maior eficiência aos consumidores de energia, através da utilização de equipamentos mais eficientes, é uma estratégia seguida por países industrializados. Isso porque o custo de conservar 1kWh em muitas aplicações, representa apenas uma fração dos custos de produção da energia.¹

Atualmente o problema da demanda por energia elétrica é comum nos países da América Latina exigindo providências dos governos e das concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia.

O sistema elétrico no Equador vem enfrentando diversos problemas: o primeiro é a falta de recursos financeiros para investir na ampliação da capacidade de geração e em novos empreendimentos que tornem mais eficiente o uso de energia elétrica por parte das empresas distribuidoras; o segundo é o aspecto político, pois ao longo dos anos tem-se notado um desinteresse por parte dos órgãos governamentais em incentivar o desenvolvimento do setor elétrico.

¹ Gautam S. Technical and Economic End-Use Analysis 1992 (cap. 8)

Para enfrentar as mudanças e os problemas mencionados anteriormente, as concessionárias e organismos públicos de muitos países desenvolvidos e de alguns em desenvolvimento, têm utilizado técnicas de Planejamento Integrado de Recursos - PIR, cujos processos permitem avaliar as diferentes fontes de recursos, de oferta e demanda de energia elétrica, de forma a atender aos consumidores com menores custos econômicos e sociais, além de reduzir os impactos ambientais.

Um dos pilares do PIR é o gerenciamento pelo lado da demanda – GLD (DSM²), ferramenta utilizada nos Estados Unidos desde a década de 70 para elevar o retorno econômico dos investimentos realizados e/ou postergar a implantação de novas instalações, buscando compatibilizar, na maioria dos casos, o fator de carga da região e a oferta de energia.

O conceito de GLD foi inicialmente proposto por duas razões: a primeira, para atender a necessidade de instituir um processo lógico de otimizar o fornecimento da energia elétrica, de forma a suprir a demanda; a segunda, para ser um instrumento de desenvolvimento do mercado de energia.

1.2 PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS - PIR

O PIR consiste nos estudos de expansão da capacidade de atendimento da demanda de energia elétrica, através de processos que avaliem todo o conjunto de alternativas, incluindo não somente o aumento da capacidade instalada mas também a conservação e eficiência energética, a auto produção e as fontes renováveis de energia. Dessa forma pretende-se garantir que os usuários do sistema recebam uma energia de boa qualidade, da melhor forma possível; considerando os aspectos técnicos, econômicos, financeiros e sócio ambientais.

² DSM - Demand Side Management

1.2.1 Aspectos fundamentais

O PIR implica na necessidade de conhecer melhor os aspectos específicos e não usuais do planejamento tradicional, referentes às concessionárias, instituições, usuários, etc., considerando as alternativas da evolução desses aspectos no tempo, identificando objetivos econômicos, sociais e ambientais, através das seguintes ações:

- Construção de um quadro comparativo do PIR com os modelos tradicionais. Isto permitiria a visualização clara dos elementos básicos relacionados com o PIR. (Figura 1.1);
- Caracterização da competição entre os diferentes tipos de energéticos e também a competição entre o sistema de energia elétrica tradicional e os sistemas alternativos;
- Atendimento ao consumidor, proporcionando menores custos econômicos e sociais. Isto implicaria em introduzir outros atores³ no setor elétrico, a curto e longo prazo. Os estudos devem promover a participação de todos os interessados (inclusive consumidores e acionistas), na elaboração de planos.

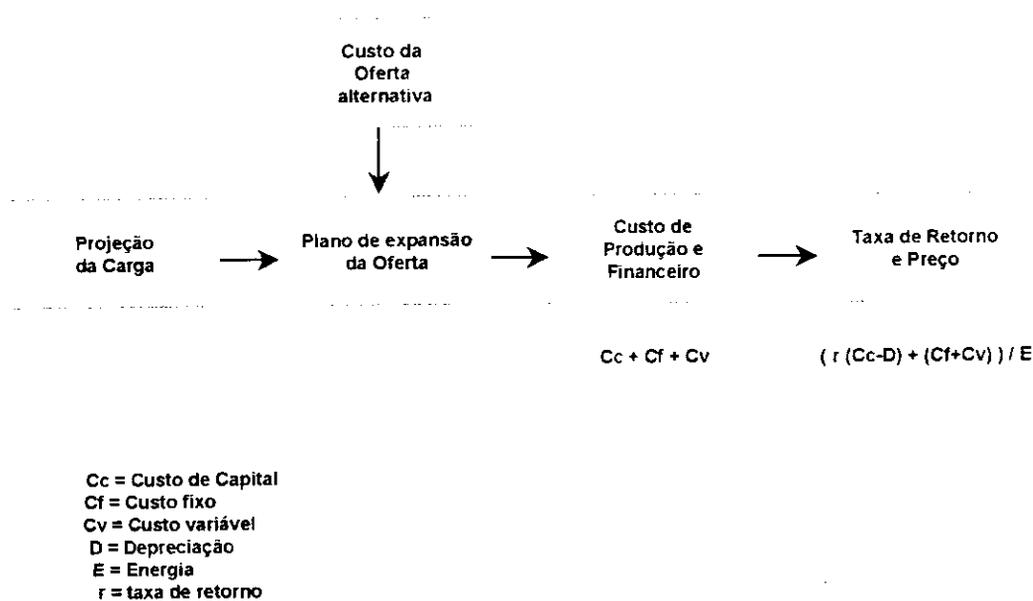
1.2.2 Benefícios da implementação do PIR

Os benefícios de implementar o PIR, é decorrente de uma visualização do cenário atual do setor elétrico, que no momento apresenta vários problemas como os altos custos das centrais elétricas, os impactos ambientais, a falta de participação da sociedade, possibilidades de redução das perdas em transmissão e subtransmissão, etc.

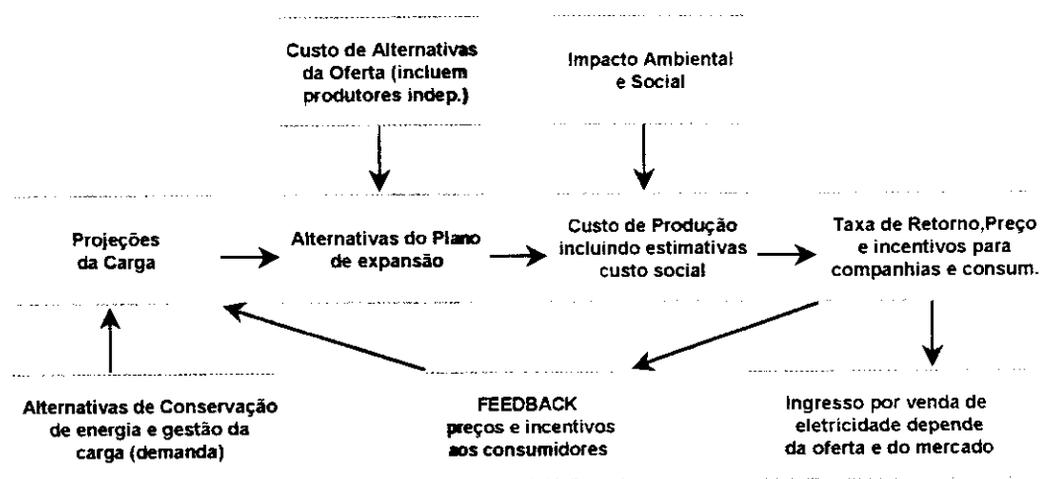
³ atores, podem ser o gerador, transmissor ou distribuidor, produtor independente, empresas de serviços energéticos, etc.

Figura 1.1

O Modelo Tradicional de Planejamento Elétrico a "Mínimo Custo"



Modelo Integrado da Carga e Custo de Produção Elétrica a "Mínimo Custo"



Fonte : Planejamento Integrado de Recursos Energéticos
 Jannuzzi G. & Swisher J. 1997

A introdução do PIR permitirá uma solução mais adequada, considerando dentro deste contexto a influência das diversas contradições, dúvidas, tendências, pressões, etc., não consideradas pelo planejamento tradicional mas analisadas a seguir, levando em consideração os lados da oferta, demanda e usos finais.

1.2.2.1 Pelo lado da oferta

- Substituições, regulações para geração, transmissão e distribuição de energia.
- Maiores possibilidades de acesso das concessionárias, geradores independentes e consumidores aos sistemas de transmissão.
- Competição entre vários tipos de energéticos para geração de eletricidade.
- Impactos ambientais produzidos pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Crescimento da oposição pública à construção de grandes centrais de geração e linhas de transmissão.
- Interesses e riscos no crescimento futuro das cargas, preços e disponibilidades dos combustíveis fósseis.

1.2.2.2 Pelo lado da demanda

O GLD é uma realidade e uma necessidade, principalmente ao permitir a postergação de novos empreendimentos na geração, transmissão e distribuição. A seguir são apresentadas algumas características.

- Diferença entre o tempo de retorno admitido para os investimentos em eficiência energética, tanto das concessionárias como dos consumidores.
- Facilitar o acesso aos consumidores á recursos financeiros, com taxa de juros atraentes, possibilitando o investimento em tecnologias eficientes.
- As tarifas das concessionárias, na maioria das vezes, não refletem os custos sociais e marginais, impedindo a implantação do PIR.
- Incertezas das tarifas futuras, trazendo dificuldades para os investidores.

- O alto custo inicial, associado ao baixo retorno dos investimentos e ao pequeno volumes de produção inicial, dificultam a implementação de novas tecnologias com grande potencial de economia de energia.

1.2.2.3 Pelos usos finais

No estudo dos usos finais, considera-se o emprego de diferentes tecnologias e seus desempenhos. A seguir sugere-se algumas opções que poderão contribuir para eficiência energética.

- Desempenho das novas tecnologias em usos finais e seu grau de penetração no mercado.
- Regulamentação que estabeleça padrões de utilização e eficiência dos equipamentos.
- Incentivo a introdução de tecnologias eficientes no mercado.
- Informação ao consumidor, do custo do ciclo de vida anualizado das tecnologias eficientes, em relação ao seu consumo de energia elétrica.
- Estatística da participação dos equipamentos na hora de ponta, em relação a necessidade de expansão do setor elétrico.
- Regulamentação que incentive a inserção de tecnologias mais eficientes.

1.2.3 Etapas básicas do PIR

Os componentes básicos que devem ser considerados em todas as etapas do planejamento, tanto a curto quanto a longo prazo, são os seguintes:⁴

1. Coleta de dados confiáveis sobre padrões de uso do consumo final de eletricidade, e alternativas para melhorar a eficiência energética do perfil de carga (o tratamento da demanda deve ser pensado mais em termos dos serviços de energia oferecidos do que estritamente em kWh).;

⁴ Planejamento Integrado de Recursos Energéticos. Jannuzzi G. & Swisher J.

2. Projeção da demanda de energia;
3. Cálculo dos custos e dos impactos sobre a curva de carga devido à implementação de alternativas de consumo energético;
4. Comparação dos custos das alternativas do lado da demanda com os custos e os impactos ambientais das opções de oferta de eletricidade (alternativa e convencional);
5. Elaboração de um plano integrado de opções de oferta e ações no lado da demanda que satisfaçam critérios de custos e qualidade ambiental; e
6. Implementação do plano.

1.2.4 Vantagem da implementação do PIR

Entre as vantagens mais importantes podem ser citadas as seguintes: maior eficiência econômica, maior flexibilidade, riscos menores e operações de maior rentabilidade, redução dos impactos no meio ambiente, perspectiva maiores benefícios para a sociedade, maior relação entre concessionária e consumidor, redução no uso de energia de fontes não renováveis, redução da dependência de combustíveis importados, desenvolvimento de novos negócios e geração de novos empregos.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho, é realizar um planejamento integrado de recursos para o uso eficiente de iluminação, nos setores residenciais e de iluminação pública supridos pela empresa elétrica Ambato S.A.RCN., através da caracterização da curva de carga para a cidade de Ambato, com base nos estudos realizados pelo Instituto Equatoriano de Eletificação (INECEL), para outras regiões do Equador⁵, pesquisa feita no ano de 1991. Portanto são consideradas neste estudo a troca das lâmpadas incandescentes pelas fluorescentes compactas no setor residencial e a troca das de

⁵ Especificamente com dados da cidade de Cuenca na província de Azuay

lâmpadas de vapor de mercúrio pelas de vapor de sódio no setor de iluminação pública, das províncias (estados) de Tungurahua, Pastaza e Morona Santiago.

1.4 MOTIVAÇÃO

Este trabalho visa incentivar a implementação de programas uso eficiente de energia, a partir da análises dos usos finais de energia, na área de concessão da E.E.A.S.A.RCN.. Isto será feito através da utilização de métodos consagrados nos países industrializados e introduzidos nos países em desenvolvimento, considerando a disponibilidade técnico-financeira da companhia.

Atualmente, o sistema elétrico no Equador encontra-se em etapa de transição, pois o Instituto Equatoriano de Eletrificação (INECEL), proporcionará uma reestruturação através da divisão em empresas independentes de geração, transmissão e distribuição, de acordo com a atual lei do setor elétrico.

Com a reestruturação, as concessionárias de distribuição sofrerão mudanças significativas tais como: maior acesso de produtores independentes, regulação de preços da energia elétrica, criação de orçamentos para projetos de diminuição dos impactos ambientais, maior exigência de confiabilidade nos sistemas, entre outros. Para enfrentar estas mudanças, a E.E.A.S.A.RCN. deverá utilizar técnicas de planejamento integrado de recursos, tais como gerenciamento pelo lado da demanda, cujos processos permitem incluir novas tecnologias para os consumidores, com menores custos econômicos e sociais.

Os programas utilizados com o critério de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), são os seguintes:

- Manejo de cargas na hora de ponta. Transferência de cargas do período de maior consumo de energia (período de ponta), para o período de menor consumo (fora de ponta).
- Utilização de novas tecnologias: equipamentos eficientes.
- Estratégias de conservação de energia.
- Combate ao desperdício de energia.
- Incentivo a utilização de equipamentos fora do período de ponta.
- Participação de ajustes dentro do mercado elétrico.

1.5 METODOLOGIA

A proposta metodologia é composta por três partes básicas:

Na primeira parte trabalha-se na **caracterização da curva de carga para o setor residencial da cidade de Ambato**, com base da pesquisa de usos finais feita no ano de 1991 na cidade de Cuenca por INECCEL-LOGOS CONSULTORES. Esta parte constitui-se em um capítulo, no qual são abordados os seguintes aspectos:

- Estudo dos aspectos geográficos, climáticos, demográficos e sócio-econômicos das cidades de Ambato e Cuenca.
- Análise dos cadastros de usuários residenciais, por estrato de consumo de energia elétrica e tipos de usos finais, obtidos junto a duas companhias elétricas, concessionárias das regiões em estudo.

Em seguida efetua-se uma **análise técnica-econômica das redes de distribuição e uma análise da implementação de tecnologias eficientes para iluminação**.

- Analisaram-se as redes elétricas existentes, definindo um plano de obras a curto e médio prazo, de forma a não comprometer a qualidade de serviço de energia elétrica no futuro.
- Para implantação de tecnologias eficientes, analisaram-se economicamente a conveniência da substituição dos equipamentos. Nesse processo foram utilizadas

as seguintes figuras de mérito: tempo simples de retorno, a taxa interna de retorno, custo de potência e energia conservada, custo do ciclo de vida útil do equipamento e custo do ciclo de vida anualizado.

Na terceira parte é feita uma *análise integrado de recursos integrados da oferta e da demanda*, considerando os seguintes aspectos:

- São utilizados cenários de eficiência congelada e eficiente, perspectivas de penetração dos equipamentos de iluminação.
- Análise dos custos de energia conservada, custos de geração e custos de venda para os usuários, do ponto de vista do gerador, distribuidor, usuário, e sociedade.

1.6 CONTEÚDO DA DISSERTAÇÃO

A dissertação está dividida em quatro capítulos, os quais são precedidos por uma introdução, contextualizando o tema proposto e encerrando pelas conclusões e recomendações. Os seis capítulos são descritos a seguir:

Introdução

É apresentada uma introdução sobre a importância do planejamento integrado de recursos, levando em consideração o gerenciamento pelo lado da demanda – GLD, os objetivos e a metodologia.

O setor elétrico do Equador e da E.E.A.S.A.RCN

São apresentadas de modo simplificado as principais características do sistema elétrico na geração, transmissão e distribuição. É estudada a importância dos preços e das tarifas elétricas e a reestruturação do setor.

Caracterização da curva de carga de Ambato

Com base nos dados da pesquisa feita pelo INECEL, no ano de 1991, para a caracterização da curva de carga de Cuenca, comparam-se os aspectos climáticos,

geográficos, demográficos e sócio-econômicos das duas regiões. Além disso, são analisados os consumos médios de energia elétrica por estratos, baseados em informações das concessionárias.

Análise técnica-econômica das redes de distribuição e da opção da troca de lâmpadas.

Considerando as redes existentes atualmente, é feita uma análise dos níveis de tensão, configuração da rede e definida a proposta de um plano de obras até o ano 2000, para manter um serviço de energia de qualidade.

Com o uso de tecnologias eficientes, são avaliadas as trocas de lâmpadas incandescentes pelas fluorescentes compactas no setor residencial e a troca de lâmpadas de vapor de mercúrio por vapor de sódio no setor de iluminação pública.

Avaliação integrada dos recursos de oferta e demanda

Nesta etapa pretende-se avaliar a implementação de tecnologias eficientes do lado da oferta e da demanda, e serão mostrados os procedimentos utilizados para a projeção de penetração das lâmpadas.

Será considerada a demanda total evitada, até o ano de 2008, caso o GLD seja implantado em 1999. São apresentados os custos e benefícios do ponto de vista do participante, não participante, da distribuidora, da geradora e da sociedade.

Na etapa final comentam-se as barreiras à implementação de investimentos nos programas GLD e propõem-se alternativas.

Conclusões e Recomendações

CAPITULO II

ANÁLISE DO SETOR ELÉTRICO NO EQUADOR E NA ÁREA DE CONCESSÃO DA E.E.A.S.A.RCN. EVOLUÇÃO E SITUAÇÃO ATUAL.

2.1 INTRODUÇÃO

A República do Equador, cuja capital é Quito, é um país situado a noroeste da América do Sul, entre Colômbia e Peru (ver anexo A), cujo território é dividido pela linha do equador, a qual lhe empresta o nome. O Equador tem uma extensão de 271.000 km² e população de aproximadamente 12.000.000 de habitantes, pode ser dividido em 4 regiões geográficas: costa, serra, região amazônica e região insular. A moeda nacional é o Sucre.

2.1.1 Fontes Minerais

O Equador é um país petrolífero que possui uma produção de 384,9 x 10³ barris/dia e reservas de 3,45 x 10⁹ barris. O petróleo é extraído unicamente na região amazônica. No país existem refinarias com capacidade de 157 x 10³ barris/dia. A produção nacional de gás natural é de 935,8 x 10⁶ m³/ano, com reservas de 23,1 x 10⁹ m³, e existem 32 x 10⁶ ton. de reservas de carvão. Também são a explorados outros minerais em menores quantidades.⁶

2.2 O SETOR ELÉTRICO NO EQUADOR

O Sistema Elétrico no Equador é de responsabilidade do Ministério de Energia e Minas o qual administra a energia em todo o país através do INECEL (Instituto Ecuatoriano de Eletrificación), por intermédio das empresas elétricas.(O INECEL é o maior acionista das empresas de distribuição).

⁶ Boletim informativo OLADE, Energia em Cifras, Quito, julho 1997.

Atualmente, INECEL é responsável pela geração e operação do Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), e por 18 empresas de distribuição as quais se abastecem com a energia vendida, em blocos, pelo INECEL. Existem também pequenas usinas geradoras de propriedade de Municípios, produtores independentes e três grandes empresas privadas: Emelec, que em setembro de 1995 fez um contrato de transferência dos ativos para o Estado, com jurisdição sobre a área de Guayaquil; Electroquil e Electroquito. As duas últimas operam apenas quando o parque gerador hidroelétrico se vê impossibilitado de suprir a demanda.

Estruturalmente o INECEL cumpre três funções: Organismo Regulador, Proprietário do SNI e acionista majoritário das empresas elétricas de distribuição. A seguir são comentadas as principais características da legislação do setor elétrico, que tem como objetivo principal a reestruturação do setor.

2.2.1 Lei do Regime do Setor Elétrico

Esta Lei, aprovada em 20 de setembro de 1996, indicando a formação de empresas de geração, transmissão e distribuição, devendo a reestruturação iniciar neste ano (1998). Entre os principais objetivos destacam-se promover a:

- Separação das funções normativas das atividades empresariais.
- Segmentação técnica e jurídica do serviço.
- Introdução do conceito de competição para a geração.
- Participação do setor privado através do mecanismo da concessão.
- O livre uso das instalações de transmissão e distribuição.
- A estruturação do mercado atacadista de energia.
- A livre escolha do provedor de eletricidade.

2.1.1.1 Estrutura do Setor Elétrico

O setor elétrico nacional será estruturado da seguinte maneira:

1. O Conselho Nacional de Eletricidade - CONELEC;
2. O Centro Nacional de Controle de Energia - CENACE;
3. As empresas elétricas concessionárias de geração;
4. A empresa elétrica de transmissão, e;
5. As empresas elétricas concessionárias de distribuição e comercialização.

2.2.1.2 O Conselho Nacional de Eletricidade - CONELEC

É um organismo de direito público, com patrimônio próprio, autonomia administrativa, econômica, financeira e operativa. Salvo nos casos previstos na Lei, o CONELEC, não poderá exercer atividades empresariais no setor elétrico.

Estrutura:

- 2 representantes do Presidente da República. Um deles presidirá a diretoria do CONELEC.
- 1 Engenheiro elétrico registrado, nomeado pelo Presidente da República.
- 1 Chefe de Comando conjunto das Forças Armadas ou delegado.
- 1 Secretário geral do CONADE (Conselho Nacional de Desenvolvimento).
- 1 Representante da câmara da produção e seu suplente.
- 1 Representante dos Trabalhadores do setor elétrico e seu suplente.

Funções Básicas:

- Preparar o plano de eletrificação (obrigatório para o setor público e referencial para o setor privado).
- Atribuir concessões de projetos e fases operativas do serviço elétrico.
- Normalizar, regular, penalizar e dirimir sobre aspectos específicos do serviço.
- Fixar e aprovar as tarifas.

Recursos Econômicos:

O CONELEC conta recursos econômicos, aportados anualmente e por adiantamento no Primeiro Trimestre feitos por parte dos Geradores, Transmissores e Distribuidores. Cada ator do serviço aportará uma fração cujo numerador é o montante de ingressos brutos e cujo denominador é a soma dos ingressos de todos os atores.

2.2.1.3 O Centro Nacional de Controle de Energia - CENACE

Criado como um organismo de direito público, adscrito ao CONELEC, de caráter eminentemente técnico, sem fins lucrativos. É encarregado pelo manejo técnico de blocos de energia, garantindo, a todo momento, uma operação adequada em benefício do usuário final.

Funções:

- Coordenar a operação do S.N.I., em tempo real.
- Ordenar a geração a mínimo custo marginal horário de curto prazo.
- Administrar as transações técnicas e financeiras produzidas pelo mercado atacadista de energia elétrica.

2.2.2 Sistema de Geração

O sistema de geração do país vem enfrentando muitos problemas, especialmente devido a falta de apoio governamental, e o cumprimento do plano mestre de eletrificação tem sido freqüentemente colocado em segundo plano pelas políticas de cada governo de turno. Atualmente deseja-se dar um novo impulso ao setor com a construção de centrais térmicas e hidrelétricas. Em 1995 ocorreram quedas de energia em todo o país, quedas estas que continuam ocorrendo até os dias de hoje.

Utilizando capital estrangeiro, construíram-se centrais térmicas como Ecuapower, Electroquil II, Electroecuador, Electrocuena etc., aumentando a oferta em 240 MW.

Esse aumento permitirá atender a demanda no próximo período de estiagem, evitando racionamentos.

As obras mais significativas, que causarão maior impacto na oferta de energia, serão construídas, segundo o Plano Mestre de Eletrificação (ano 1996), nos próximos anos, são elas: a central térmica Trinitaria (125 MW), a turbina a gás de Pascuales (102 MW), projeto Daule Peripa (140 MW), o projeto San Francisco (230 MW).

Tabela 2.1

Energia Elétrica no Equador

DESCRIÇÃO		
Potência Total Instalada	2.730 MW	
Hidrelétrica	1.495 MW	54,8%
Termelétrica	1.235 MW	45,2%
Demanda Máxima	1.665 MW	
Energia Gerada	9.260 GWh	
Hidrelétrica	6.342 GWh	68,3%
Termelétrica	2.918 GWh	31,5%
Consumo Final	7.027 GWh	
Consumo Per capita	600.7 kWh/hab.	
Perdas em Distribuição	22%	
Nível de Eletrificação	75%	
Urbano	95%	
Rural	53%	

Fonte : Olade. Energia en Cifras. Quito, julho de 1997. e Estadísticas INECEL.

Na Tabela 2.1, apresenta-se uma descrição geral sobre o sistema de geração do Equador, que atualmente conta com uma potência instalada de 2.730 MW, dos quais 1.495 MW (54,8 %) são de origem hidráulica e 1.235 MW (45,2%) são de origem térmica. A energia total gerada alcança 9.260 GWh, sendo 6.342 GWh (68,3%) hidráulicos e 2.918 GWh (31,5%) térmicos. Observa-se a existência de uma

diminuição na geração hidráulica em relação a anos anteriores. Isto devido a mudanças climáticas, as quais diminuiriam o nível de água dos reservatórios, impedindo que as usinas gerassem com capacidade máxima, efeito foi notado principalmente na maior usina do Equador, a usina de Paute. Esse fato favoreceu a entrada em operação das usinas térmicas privadas.

O consumo percapita de Eletricidade é de 600,7 kWh/hab., valor baixo em comparação a outros países latino-americanos. As perdas na distribuição encontram-se na faixa de 22%.

O nível de eletrificação total da população no Equador é de 75%, sendo esse índice de 95% no setor urbano e 53% no setor rural.

2.2.3 Sistema de Transmissão

O Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), é integrado por várias centrais de geração hidroelétrica e termelétrica. O sistema de transmissão forma um anel de 230 kV, com extensão de 824 km, e outro a 138 kV com 1.162 km de linhas. Possui subestações com capacidade de 4.213 MVA; sendo 1.939 MVA de redução e 2.274 MVA de elevação no ano de 1996.⁷

2.2.4 Sistema de Distribuição

Este setor é administrado quase totalmente pelas empresas elétricas, sendo que apenas uma pequena parte é controlada pelo INECEL. Na tabela 2.2, apresentam-se dados dos setores mais representativos a partir de 1992. O crescimento do consumo total médio tem sido de 6.6% ao ano.

Em 1995, problemas climáticos interferiram na vazão da central hidroelétrica Paute o que levou ao racionamento de energia. Além disso, o país encontra-se em crise

⁷ Revista INECEL. Setor Eléctrico Ecuatoriano. Quito 1996.

devido a problemas fronteiriços. O aumento do consumo médio de energia elétrica foi de 7,8% no setor residencial, 7,9% comercial, 3,3% industrial e 8,1% outros.

Tabela 2.2

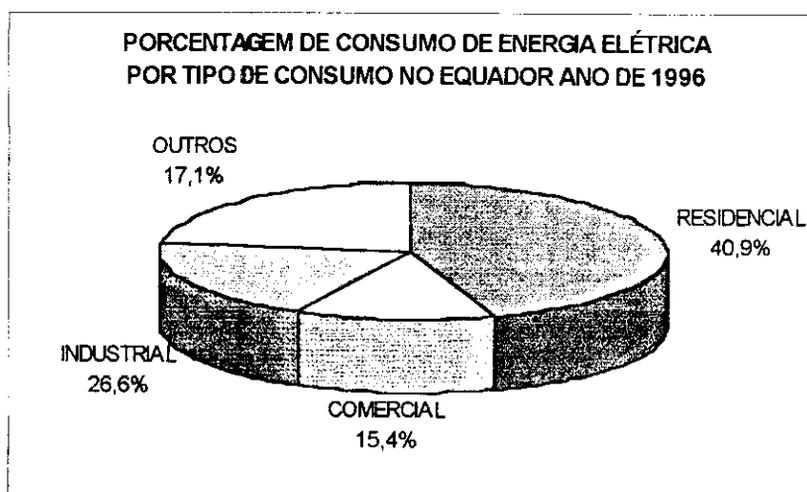
CONSUMO POR SETORES [GWh]

ANO	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL		OUTROS		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1992	2.137,3		804,6		1.653,2		889,1		5.484,2	
1993	2.200,4	3,0	806,9	0,3	1.595,8	-3,47	944,4	6,2	5.547,5	1,2
1994	2.424,8	10,2	944,4	17,0	1.781,6	11,6	916,9	-2,91	6.067,7	9,4
1995	2.568,7	5,9	952,3	0,8	1.803,4	1,2	1.053,0	14,8	6.377,4	5,1
1996	2.888,0	12,4	1.082,7	13,7	1.878,0	4,1	1.205,3	14,5	7.054,0	10,6

Fonte : INECEL - Direção de Planejamento e Tarifas. Estatística Mensal de Mercado, agosto 1997

A porcentagem de consumo por setor no ano de 1996 foi de 40,9% residencial, 15,4% comercial, 26,6% industrial e 17,1% outros (figura 2.1).

Figura 2.1



Os valores absolutos referentes ao sistema de eletricidade do Equador no ano de 1996 foram:

Usuários: 2.029.200 total, dos quais 1.761.900 Residenciais, 216.200 Comerciais, 24.900 Industriais e 26.200 Outros.

Consumo de energia de 7.054 GWh. Demanda máxima de 1.683,9 MW (a nível da S/E principal do SNI). Perdas de distribuição de 19,4% e fator de carga de 59,2% verificado na S/E⁸ principal do SNI; perdas de 23,9% e fator de carga de 60,2% na saída do gerador.

2.3 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE TARIFAS

O setor elétrico do Equador e conseqüentemente o sistema da E.E.A.S.A há anos vem enfrentando, dificuldades econômico–financeiras, refletidas em:

- Falta de implementação de subestações, linhas e redes de subtransmissão e distribuição, o que impede a ampliação adequada do serviço e a melhora da eficiência da transmissão;
- Indicadores financeiros desfavoráveis dificultando a execução de novos investimentos;
- A necessidade de acudir ao Estado para cobrir, parcialmente, seu déficit financeiro e na necessidade de investimentos em novas obras.

Cabe ressaltar que o Estado subsidia certos setores residenciais, sendo, portanto, o valor da tarifa inferior ao custo mínimo de geração, transmissão e distribuição, tendo como conseqüência a diminuição dos recursos do Estado para atender as necessidades básicas do país como a saúde pública, a educação etc., especialmente para o atendimento de setores com menores recursos econômicos.

Ante esta realidade, o setor elétrico considera necessária a otimização do uso da capacidade instalada através do uso racional da energia por parte dos usuários, em especial dos residenciais.

⁸ S/E : Subestação de transformação de nível de potência

Tabela 2.3

Tarifas de Energia elétrica na E.E.A.S.A.RCN

CLASSE DE SERVIÇO POR ESTRATO DE CONSUMO (kWh)	TARIFAS	
	Por Energia ctvs U\$/kWh	Comercialização ctvs U\$
RESIDENCIAL		
Mínimo com direito a 20 kWh	4,90	16,33
21 - 50 (seguintes 30 kWh)	0,49	16,33
51 - 80 (seguintes 30 kWh)	0,82	19,59
81 - 100 (seguintes 20 kWh)	1,47	22,86
101 - 120 (seguintes 20 kWh)	1,96	26,12
121 - 150 (seguintes 30 kWh)	2,45	29,39
151 - 200 (seguintes 50 kWh)	2,94	32,65
201 - 300 (seguintes 100 kWh)	4,73	48,98
301 - 500 (seguintes 200 kWh)	4,90	65,31
501 - 1000 (seguintes 500 kWh)	5,55	81,63
1001 - 2000 (kWh)	7,59	(*)
Excesso (kWh)	7,59	(*)
(*) Pagam somente por energia, U\$ 7.59 ctvs por cada kWh consumo		
RESIDENCIAL TEMPORAL	6,73	157,55
COMERCIAL SEM DEMANDA		
Mínimo com direito a 20 kWh	40,82	81,63
21 - 80 (seguintes 60 kWh)	4,08	81,63
81 - 150 (seguintes 70 kWh)	4,49	81,63
151 - 500 (seguintes 350 kWh)	5,10	81,63
501 - 1000 (seguintes 500 kWh)	5,71	81,63
Excesso (kWh)	6,12	81,63
PEQUENA INDUSTRIA		
Mínimo com direito a 100 kWh	204,08	157,55
101 - 500 (seguintes 400 kWh)	4,08	157,55
501 - 1000 (seguintes 500 kWh)	4,90	157,55
Excesso (kWh)	5,71	157,55
ENTIDADES OFICIAIS	5,71	157,55
ASSISTÊNCIA SOCIAL E BENEFÍCIO PÚBLICO SEM DEMANDA		
Mínimo com direito a 20 kWh	3,43	16,33
21 - 50 (seguintes 30 kWh)	0,35	16,33
51 - 80 (seguintes 30 kWh)	0,57	19,59
81 - 100 (seguintes 20 kWh)	1,02	22,86
101 - 120 (seguintes 20 kWh)	1,37	26,12
121 - 150 (seguintes 30 kWh)	1,71	29,39
151 - 200 (seguintes 50 kWh)	2,06	32,65
201 - 300 (seguintes 100 kWh)	3,31	48,98
301 - 500 (seguintes 200 kWh)	3,43	65,31
501 - 1000 (seguintes 500 kWh)	3,88	81,63
Excesso (kWh)	5,49	97,96

Fonte: E.E.A.S.A.RCN (Resolução No. 086, 21 de agosto 1997 - INECEL)

US\$ = s/. 4.900 sucres

Tabela 2.3 (continuação)

TARIFAS COM DEMANDA	Por Potência US\$/kWh	Por Energia ctvs US\$/kWh
COMERCIAL	3,47	4,80
ENTIDADES OFICIAIS COM DEMANDA	3,47	4,80
ASSIS. SOCIAL E BENEFÍCIO PÚBLICO	2,04	3,88
INDUSTRIAL		
a.- Com medidor de demanda horária	3,38	4,49
b.- Sem medidor de demanda horária	3,04	4,49
BOMBEAMENTO DE ÁGUA	3,04	4,49
QUADRAS ESPORTIVAS E PERIÓDICOS	2,86	4,08
ILUMINAÇÃO PÚBLICA		5,71
USUÁRIOS ESPECIAIS	3,38	4,29

Fonte: E.E.A.S.A.RCN (Resolução No. 086, 21 de agosto 1997 - INECEL)

US\$ = s/. 4900 sucres

TARIFAS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

TIPO DE SERVIÇO	Faixa kWh	ctvs US\$	Limite
RESIDENCIAL	0 - 80	0,24	
BENEFICÊNCIA PÚBLICA	81 - 150	0,41	No
	151 - 500	0,73	
	maior a 501	0,90	
COMERCIAL SEM DEMANDA	0 - 80	0,82	
OFICIAL SEM DEMANDA	81 - 150	1,06	No
SERVIÇO OCASIONAL	maior a 501	1,14	
ASSISTÊNCIA SOCIAL	*	0,24	No
INDUSTRIAL SEM DEMANDA	*	0,82	3000 kWh
OFICIAL COM DEMANDA	*	1,14	5000 kWh
COMERCIAL COM DEMANDA	*	1,14	5000 kWh
INDUSTRIAL COM DEMANDA	*	1,14	5000 kWh

* Significa para todos as faixas

US\$ = s/. 4900 sucres

Fonte: E.E.A.S.A.RCN Agosto 1997

Na Tabela 2.3, são apresentados os principais valores do preço de venda da energia elétrica de acordo com as diretrizes do INECEL para as empresas elétricas. No Anexo C, são exibidos os custos marginais de longo prazo de geração, transmissão e distribuição.

Segundo a nova Lei de Regime do Setor Elétrico, as tarifas para os diferentes atores, serão as seguintes:

Preço Referencial de Geração para Usuário Final: corresponde ao valor que um consumidor final deverá pagar caso não tenha um contrato a longo prazo para o fornecimento da energia. Este valor deve cobrir os custos da etapa de geração operada em forma confiáveis. Estes preços são calculados através dos custos marginais esperados de curto prazo, estendidos por um período suficientemente longo de operação simulada para estabilizar estes custos, acrescidos do custo da potência disponível seja ou não despachada em conformidade com a lei assinada no ano de 1996 (art.48 da lei de1996).

Tarifas de transmissão, são as tarifas pagas pelos geradores devido ao uso do sistema de transmissão. Deverão, em conjunto, cobrir os custos de investimento, a depreciação, a operação, a manutenção, as perdas na transmissão e proporcionar a rentabilidade correspondente.

Valor Agregado de Distribuição (VAD), corresponde ao custo próprio da atividade de distribuição de uma empresa, com custos normalizados, que tenha características de operação similares às da concessionária de distribuição da qual se trate. Para calcular o VAD, se levará em conta as seguintes normas:

- Custos associados ao consumidor, independentemente de sua demanda de potência e energia;
- Perdas técnicas, medidas em potência e energia; e,
- Custos de investimento, operação e manutenção associados à distribuição da empresa de referência por unidade de potência oferecida.

Os distribuidores calculam os componentes do VAD para cada ano. Estes serão submetidos ao estudo e consideração do CONELEC, o qual analisará dentro dos termos assinalados pelo regulamento.

Tarifas e Ajustes, o CONELEC fixará e publicará anualmente as tarifas de transmissão e distribuição, assim como as fórmulas de reajuste, que entrarão em vigência em 30 de outubro do ano correspondente.

2.4 POLÍTICAS AMBIENTAIS NO EQUADOR

Criaram-se no país desde a década de 1970, vários organismos encarregados do controle e regulamentação do uso dos recursos hídricos, conservação da natureza e a proteção do meio ambiente em geral.

O país conta com ampla legislação e regulamentação as quais normalizam todas as atividades executadas no território nacional com o objetivo de prevenir e controlar os impactos sobre o meio ambiente. Em consequência da existência desse conjunto de mecanismos legais, um elevado número de organismos de controle, de jurisdição nacional, provincial ou local estão igualmente envolvidos, nem sempre mantendo boas relações entre si e, por tanto, dificultando a aplicação das disposições legais.

Unidade de Manejo Ambiental do Setor Elétrico (UMASE)

Faz parte do INECEL e depende diretamente de sua Gerência Geral. Esta Unidade realiza estudos de impacto ambiental de todos os projetos propostos no plano de

expansão do INECEL, de geração, transmissão e distribuição. Uma falha importante da especificação das atribuições da UMASE é a inexistência de avaliações de impactos ambientais ocasionados pelos projetos elétricos em funcionamento, a exceção do projeto Paute. De acordo com a informação da UMASE, os projetos futuros, cujo impacto ambiental serão estudado são: San Francisco, Coca-Codo Sinclair, Sopladora Cardenillo, Zamora (Alternativa Gualaquiza), Lligua-Muyo-Chambo, Topo-Abitagua, Toachi-Pilatón, Paute (Segunda fase do dragado da represa Amaluzza). Foram feitos estudos para a central térmica Trinitaria e para várias linhas de transmissão, como Ibarra-Tulcán, Loja-Cumbaratza, Paute-Pasquais-Trinitaria e Quito-Ibarra, assim como estudos de varias subestações.

Unidade de Manejo da Bacia do rio Paute (UMACPA):

A finalidade desta unidade é a realização de trabalhos para garantir a vazão do rio Paute, de forma a mitigar o impacto ambiental originado pelo desflorestamento, e fiscalizar o uso de práticas inadequadas de cultivo, que causam perda de solos cultiváveis, reduzindo a vida útil da central hidroelétrica Paute devido ao assoreamento. Esta unidade tem relação direta com INECEL e é dirigida por uma superintendência e possui com uma divisão técnica florestal e outra de pesquisa e conservação de solos. Atualmente, conta com a cooperação de uma agência sueca para a realização do projeto Paute. A UMACPA também realizará estudos de manejo e conservação da bacia alta do rio Pastaza, onde esta construída a usina Agoyán. Em geral, o regime hidrológico de todas as bacias tem sido igualmente afetado pelo desmatamento, o que afeta diretamente a possibilidade de geração hidráulica e a confiabilidade dos projetos.

2.5 CARACTERÍSTICAS DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NA E.E.A.S.A.RCN

A empresa elétrica Ambato tem a concessão para prestar serviço nas províncias de Tungurahua, Pastaza, nos municípios Palora, Huamboya, Morona Santiago e parte do município do Tena em Napo. Até o ano de 1997 a E.E.A.S.A.RCN., supria a um

total de 116.449 usuários. De acordo com o Censo demográfico, na província de Tungurahua existem 107.531 usuários, 32.011 urbanos e 75.520 rurais; na província de Pastaza e Morona Santiago um total de 8.918 usuários, 4.493 urbanos e 4.425 rurais. (ver tabela 2.4 e figura 2.2)

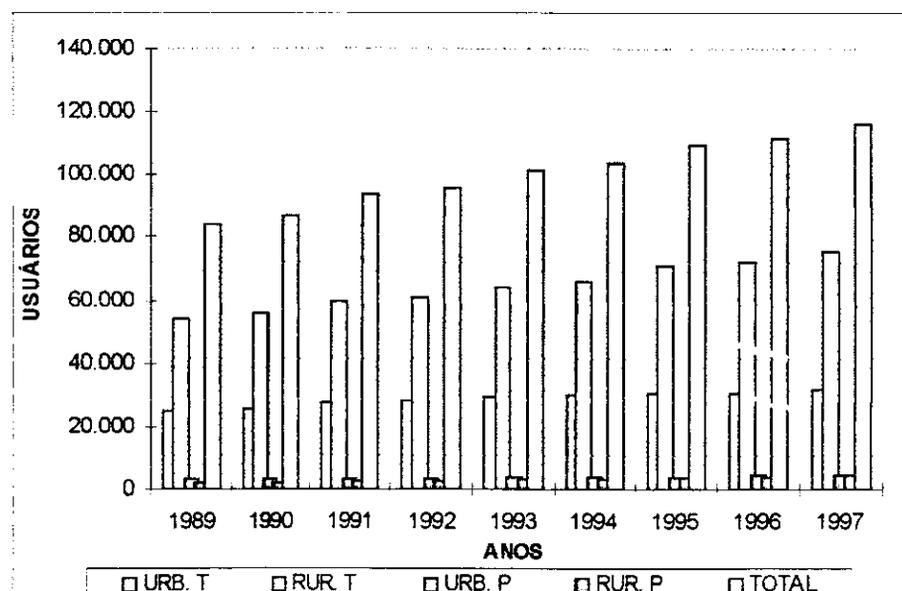
Tabela 2.4

NÚMERO DE USUÁRIOS POR LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA.

ANO	TUNGURAHUA		PASTAZA Y M. SANTIAGO		TOTAL
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL	
1989	25.116	54.039	2.999	2.100	84.254
1990	25.838	55.817	3.136	2.220	87.011
1991	27.806	59.757	3.392	2.755	93.710
1992	28.481	60.933	3.447	2.869	95.730
1993	29.788	64.521	3.704	3.257	101.270
1994	30.216	66.409	3.799	3.471	103.895
1995	30.554	71.000	4.098	3.925	109.577
1996	31.125	72.516	4.208	4.067	111.916
1997	32.011	75.520	4.493	4.425	116.449

Fonte : Departamento Planejamento

Figura 2.2



2.5.1 Usuários por localização geográfica da empresa elétrica Ambato

Os índices de aumento do número de usuários por tipo de serviço e em geral, são: residenciais 4,3%, comerciais 3,8%, industriais 7,2% e outros 7,6%, sendo do total de usuários de 4,4%.

O serviço da empresa é eminentemente rural, sendo 31,4% usuários urbanos e 68,6% rurais, com um crescimento anual de 3,5% e 4,8%, respectivamente. A E.E.A.S.A.RCN., é pioneira em eletrificação rural, tendo aproximadamente 93% de sua área de concessão eletrificada.

2.5.2 Sistema de Geração

O suprimento de energia, em sua totalidade, é feito pelo Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), como é mostrado na tabela 2.5. A capacidade instalada é de 96.258 kVA, com uma demanda máxima de 58.880 kW. A geração é composta por de produção própria da Empresa em 6,7%, além de 93,3% o fornecidos pelo S.N.I de INECEL. O crescimento médio anual do consumo, da demanda de energia é de 6,2%.

Tabela 2.5

DEMANDA MÁXIMA E EQUIPAMENTO.

ANO	DEMANDA MÁXIMA (kW)		POTÊNCIA INSTALADA (kVA)	OBSERVAÇÕES
1989	35.776		70.258	
1990	38.050	6,4%	70.258	
1991	41.134	8,1%	80.258	1x10,000 kVA S/E Huachi
1992	42.274	2,8%	80.258	
1993	44.920	6,3%	80.258	
1994	49.140	9,4%	80.258	
1995	49.060	-0,2%	80.258	
1996	54.580	11,3%	96.258	1x16 MVA S/E Nova Loreto
1997	58.880	7,9%	96.258	1x16 MVA S/E Nova Loreto

Fonte: Departamento de Planificación. E.E.A.S.A.RCN.

Na tabela 2.6, são apresentados os dados de geração, em MWh para o ano de 1997, quando verificou-se a produção de 252.564 MWh totais, sendo 11.240 MWh (4,5%) hidráulicos, 5.668 MWh (2,2%) térmicos e 235.256 MWh (93,3%) adquiridos do SNI.

Na figura 2.3, podem-se ver os dados da produção de energia elétrica, elaborada com dados da tabela 2.6.

Tabela 2.6

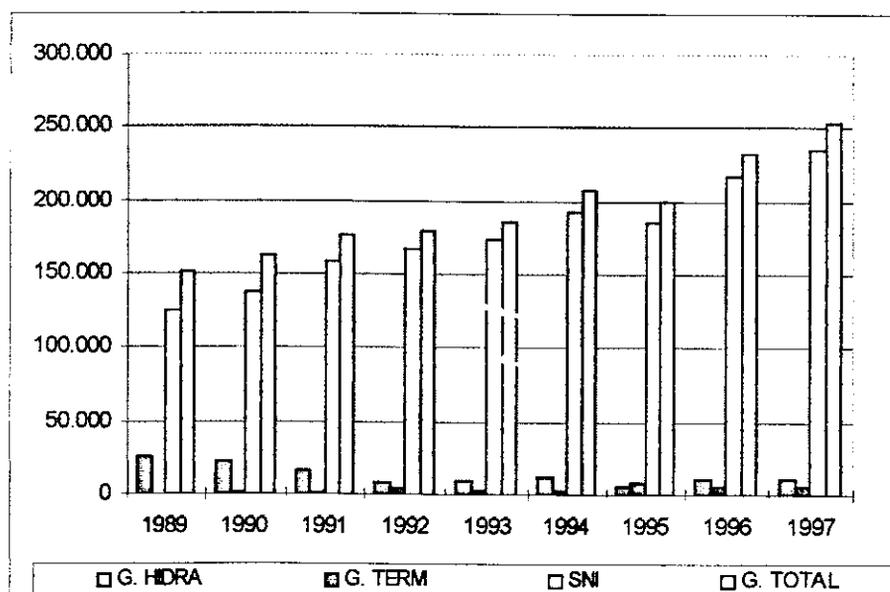
PRODUÇÃO DE ENERGIA SISTEMA ELÉTRICO DA E.E.A.S.A.RCN [MWh]

ANO	GERAÇÃO HIDRÁULICA	GERAÇÃO TÉRMICA	FORNECIMEN. SNI + EER	TOTAL ENERGIA
1989	25.620	423	125.259	151.302
1990	23.815	931	137.482	162.228
1991	16.676	1.366	158.399	176.441
1992	8.441	3.928	166.087	178.457
1993	9.904	2.496	173.261	185.661
1994	11.799	2.568	193.024	207.391
1995	5.025	8.043	186.299	199.366
1996	10.398	5.133	217.243	232.773
1997	11.240	5.668	235.656	252.564

Fonte : Departamento de Planejamento

Figura 2.3

Crescimento do fornecimento de energia 1989 - 1997



2.5.3 Sistema de Subtransmissão

As linhas de subtransmissão chegam em 138 KV à subestação Ambato e Totoras, na quais existem transformadores redutores para 69 kV cobrindo todas as subestações de distribuição.

As linhas a 69 kV formam um anel entre as subestações de distribuição com 46 km de extensão e da S/E Totoras sai uma linha a S/E Puyo com 84.1 km, tendo uma extensão total de 130.1 km. (ver anexo B)

2.5.4 Sistema de Distribuição

A distribuição é feita, principalmente, em 13.8 kV, com uma pequena parte a 4.16 kV, com linhas trifásicas, bifásicas e monofásicas com uma distância aproximada de 1.500 km, que cobre a maior parte das províncias de Tungurahua e Pastaza. Atualmente a empresa está realizando um estudo para melhorar o serviço e diminuir a queda na tensão, fazendo um planejamento da distribuição das cargas dos alimentadores e alterando o diâmetro dos condutores, pois muitas redes principais foram construídas de acordo com as necessidades passadas, tendo posteriormente ocorrido o aumento da demanda e devido a concentração da população em diferentes setores.

2.5.5 Utilização de Sistemas de Automatização - SCADA

No ano de 1991, as autoridades do setor de energia e o Instituto Nacional de Energia (INE), na qualidade do regulador e fomentador do desenvolvimento energético no país, incluíram a empresa elétrica Ambato na segunda fase de um programa de Controle e Gestão de Cargas Elétricas de Sistemas Urbanos de Distribuição, mediante ao desenvolvimento de um projeto piloto concebido como um sistema digital com funções próprias de um SCADA (Supervisory Controle And Data Adquisition).

Este programa foi financiado pela Comissão da Comunidade Europeia, CCE. O propósito do programa era reduzir nas perdas e o consumo de energia elétrica.

A implementação do controle e manejo das cargas elétricas em distribuição pela empresa elétrica Ambato, é executado em duas subestações, automatizando especialmente os alimentadores de distribuição. As subestações consideradas são Oriente e Atocha. Estas instalações operam com tensão de 69/13.8 KV, e potências de 15/17.5 MVA e 10 MVA respectivamente; a subestação Oriente faz, atualmente, as vezes de centro de controle, recebendo a informação das subestações Ambato e Totoras do SNI.

Estas instalações possuem duas linhas de 69 kV, conectadas às subestações do SNI. Para o caso da S/E Atocha existem seis alimentadores de distribuição enquanto que a Oriente tem cinco e um banco de capacitores de 2.5 MVAR, as mesmas que encontram-se aproximadamente a dois quilômetros de distância do escritório no qual fica o centro de controle. O pessoal técnico da E.E.A.S.A, tem executado boa parte desse projeto que no momento está na etapa de testes. O projeto considera três fases “telemédida”, “telecontrol” e “telessinalização”.

Telemédida. É conveniente obter os dados de corrente de uma das fases e a corrente de desbalanceamento dos alimentadores. Também é conveniente obter-se as tensões de barramento de cada subestação. Os dados são obtidos em tempo real das redes primárias; adicionalmente, é considerada a instalação de registradores em pontos eletricamente estratégicos, estes equipamentos obterão dados de corrente em períodos preestabelecidos. Com estes dados pode-se obter os coeficientes de repartição os quais servirão para calcular, em tempo real, as correntes em diferentes pontos do circuito de distribuição.

Teleseñalización. Consiste nos estados de aberto/fechado dos interruptores e reconectores que se encontram instalados em cada subestação.

Telecontrole. Da mesma forma, o projeto considera a informação sobre o estado dos interruptores seletores para o funcionamento, isto é, locais - remotos.

2.5.5.1 Arquitetura do Sistema

O escritório do centro de controle - CECON, centraliza sua atividade na operação das equipes as quais compõem o sistema conhecido como *SEDIS/DMS*, o qual é composto de dois subsistemas:

- *SEDIS* (Sistema de Controle Supervisor e Aquisição de Dados)
- *DMS* (Sistema de Gerenciamento de Distribuição)

O Subsistema SEDIS

O subsistema *SEDIS* é um sistema *SCADA* clássico, baseado em um PC, o qual controla e monitora as subestações remotas. Os principais componentes deste subsistema são:

- **Computador PC**

Computador PC com base em *INTO* (do tipo 386), permitindo fácil manutenção local. Alguns componentes "hardware" especiais são usados para interface de comunicações com as *UTR* (Unidades Terminais Remotas).

- **UTRs (Unidades Terminais Remotas)**

As *UTRs* estão localizadas nas Subestações para a aquisição de informação digital e analógica, assim como para a execução dos controle remoto por parte do operador.

- **Sistema de Comunicação**

O sistema de comunicação conecta as *UTRs* ao computador PC, através da linha telefônica.

- **Subsistema DMS**

Suporta o armazenamento de dados off-line e as funções de processamento tais como análises de carga, previsão de carga, análises da rede, etc. Também funciona com a configuração PC clássica, ligada ao *SEDIS* por meio de uma conexão de rede da área local (*LAN*).

2.6 CARACTERÍSTICAS DA DEMANDA NA E.E.A.S.A.RCN.

A demanda máxima do sistema tem um crescimento médio anual de 6,2 %. Na tabela 2.7, é exibida uma análise histórica para o período de 1989 a 1997. As perdas totais (técnicas e não técnicas) diminuíram de 19,6% em 1982 para 13,2% em 1996; tem-se procurado diminuir as perdas não técnicas, fazendo um controle dos usuários através da criação do departamento de perdas. Na tabela 2.7 observa-se que, no ano de 1995, houve uma diminuição do consumo de energia, ocasionada pelos racionamentos de energia efetuados no país, afetando os consumidores.

Tabela 2.7

ENERGIA FATURADA POR TIPO DE SERVIÇO NA E.E.A.S.A.RCN

ANO	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL		OUTROS		TOTAL	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
1989	55.279		16.554		19.448		30.312		121.593	
1990	60.345	9,2	17.553	6,0	21.986	13,1	33.955	12,0	133.840	10,1
1991	65.972	9,3	19.156	9,1	26.979	22,7	35.738	5,3	147.846	10,5
1992	70.108	6,3	20.023	4,5	28.616	6,1	32.637	(8,7)	151.385	2,4
1993	72.270	3,1	19.665	(1,8)	30.886	7,9	34.883	6,9	157.704	4,2
1994	80.162	10,9	22.015	12,0	34.050	10,2	42.770	22,6	178.996	13,5
1995	80.028	-0,2	22.602	2,7	33.522	(1,5)	41.118	(3,9)	177.270	-1,0
1996	92.168	15,2	26.260	16,2	38.381	14,5	45.181	9,9	201.990	13,9
1997	98.236	6,6	27.467	4,6	44.037	14,7	49.773	10,2	219.513	8,7

Fonte : Departamento de Planejamento. E.E.A.S.A.RCN.

2.6.1 Setor Residencial

Este setor teve um crescimento médio anual de 7,6%. O consumo do setor foi de 98.236 MWh no ano de 1997. O aumento médio anual do número de usuários residenciais foi de 4,3%, totalizando 95.961 no ano de 1997.

2.6.2 Setor Comercial

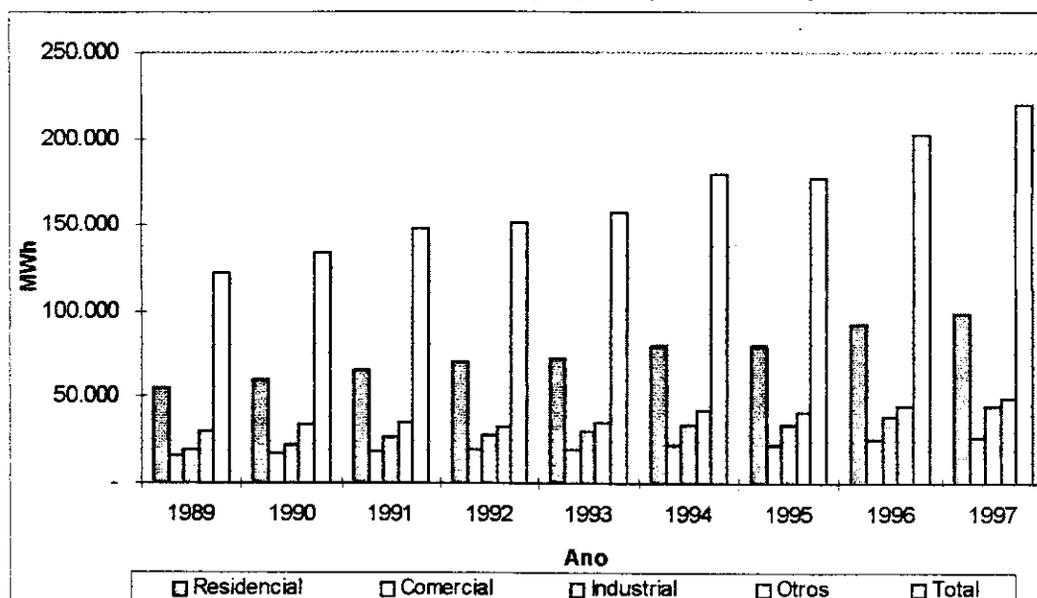
Apresentou crescimento médio anual de 6,8% e um consumo de 27.467 MWh no ano de 1997. O aumento médio anual da quantidade de usuários no setor foi de 3,8% e somando um total de 12.777 no ano de 1997.

2.6.3 Setor Industrial

Teve um crescimento médio anual de 10,2% e um consumo de 44.037 MWh no ano de 1997. O aumento médio anual da quantidade de usuários industriais foi de 7,3% e o consumo foi de 2.207 MWh total no ano de 1997. Este é o setor com maior índice de crescimento durante o período analisado.

Figura 2.4

Evolução da Energia por tipo de serviço



2.6.4 Outros Setores

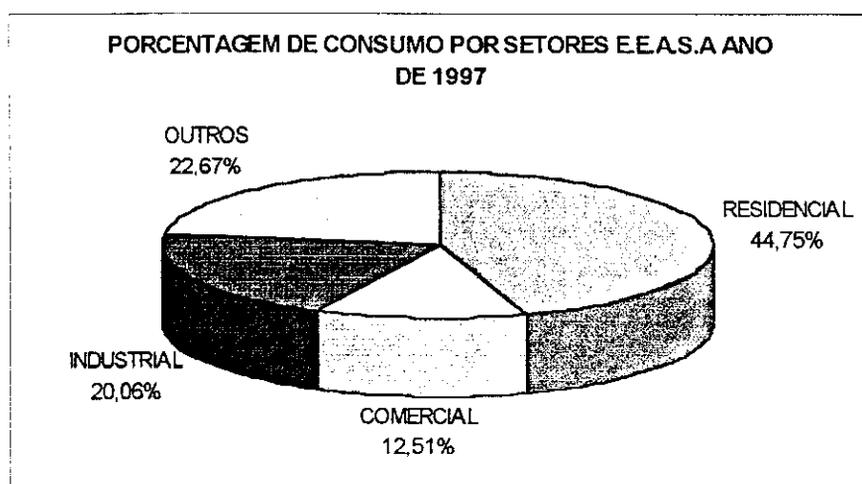
Possuíram um crescimento médio anual de 5,9%, com consumo de 49.773 MWh no ano de 1997. O aumento médio anual do número de usuários de outros setores foi de 7,6% totalizando 2.749 MWh no ano de 1997. Como "outros usos" consideraram-se:

Iluminação pública, Assistência Social, Beneficência pública, Serviço Ocasional, etc.

A figura 2.4, representa a evolução da energia por tipo de serviço.

A seguir são apresentados, na figura 2.5, os dados relativos ao consumo de energia elétrica para o ano de 1997. O setor residencial é o de maior consumo com 44,75%, o segundo maior consumidor são "outros usos" com 22,67%, seguido pelo setor industrial com 20,06% e por último o setor Comercial com o 12,51%.

Figura 2.5



2.7 SETOR DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

O crescimento do setor de Iluminação Pública no período de 1989 - 1997, apresentou a média anual de 6,1%. A partir de 1995, na província de Tungurahua, o crescimento de lâmpadas é no setor rural. Na tabela 2.8, é mostrado o crescimento da demanda para as províncias de Tungurahua e Pastaza.

Tabela 2.8

CARACTERISTICA DO CRECIMENTO DA I.P.

ANO	TUNGURAHUA		PASTAZA		TOTAL	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
1989	2,09		0,18		2,27	
1990	2,23	6,36	0,19	8,15	2,42	6,50
1991	2,30	3,34	0,22	13,02	2,52	4,12
1992	2,49	8,18	0,22	-0,59	2,71	7,42
1993	2,56	2,70	0,27	23,90	2,83	4,41
1994	2,65	3,66	0,41	51,89	3,06	8,28
1995	3,13	18,06	0,48	17,81	3,62	18,02
1996	3,27	4,62	0,53	9,64	3,81	5,29
1997	3,34	1,93	0,56	5,28	3,90	2,40

Fonte: E.E.A.S.A.RCN. Dpto. Operação e Manutenção

Tabela 2.9

LÂMPADAS NAS PROVÍNCIAS DO TUNGURAHUA E PASTAZA

TIPO DE LÂMPADA	POTÊNCIA (W)	QUANT. (u)	PORCENT. (%)	PORCENT. TECNOLOGIA	P. TOTAL (MW)	PORCENT. (%)
Vapor de Hg	125	7.047	48,2%	66,8%	0,88	59,4%
	175	6.099	41,7%		1,07	
	250	1.459	10,0%		0,36	
	400	17	0,1%		0,01	
	Total	14.622			2,32	
Vapor de Na	70	2.185	32,1%	31,1%	0,15	33,3%
	100	2	0,0%		0,00	
	150	1.792	26,3%		0,27	
	250	1.670	24,6%		0,42	
	400	1.153	17,0%		0,46	
	Total	6.802			1,30	
Fluorescente	120	135		0,6%	0,02	0,4%
Fluorescente	250	8	1,7%	2,2%	0,00	6,9%
Ornamental	400	183	38,9%		0,07	
	500	15	3,2%		0,01	
	1000	13	2,8%		0,01	
	1500	117	24,8%		0,18	
	Total	471			0,27	
TOTAL		21.895			3,91	

Fonte: Empresa Elétrica Ambato. Dpto. Operação y Manutenção

2.7.1 Quantidade de luminárias instaladas

A concessionária possuía 21.895 luminárias instaladas na região, no ano de 1997 (dados na tabela 2.9), das quais 14.622 (66,8%) eram de vapor de mercúrio, 6.802

(31,1%) eram de vapor de sódio; 135 (0,6%) eram fluorescentes e 471 fluorescentes ornamentais (2,2%).

A potência total demandada pela iluminação pública foi de 3,9 MW; dos quais 2,32 MW (59,4%) por lâmpadas de vapor de mercúrio; 1,30 MW (33,3%) por lâmpadas de vapor de Sódio; 0,2 MW (0,4%) por lâmpadas fluorescente; e 0,27 MW (6,4%) por fluorescente ornamental, no ano de 1997.

2.7.2 Energia no setor de Iluminação Pública

O consumo total de energia no ano de 1997 foi 15.749 MWh, (ver Tabela 2.10), dos quais 9.353 MWh (59,4%) foi por lâmpadas de vapor de mercúrio; 5.244 MWh (33,3%), foi por lâmpadas de vapor de sódio; 65 MWh (0,4%), foi por lâmpadas fluorescentes e 1.152 MWh (7,3%) foi por fluorescentes ornamental, os dados obtidos considerando 12 horas de funcionamento.

Tabela 2.10

DADOS SOBRE ILUMINAÇÃO PÚBLICA DA E.E.A.S.A.

TIPO DE LÂMPADA	POTÊNCIA (W)	ENERGIA (MWh/ano)	PORCENT. (%)	PORCENT. TECNOLOGIA
Vapor de Hg	125	3.552	38,0%	59,4%
	175	4.303	46,0%	
	250	1.471	15,7%	
	400	27	0,3%	
	Total	9.353		
Vapor de Na	70	617	11,8%	33,3%
	100	1	0,0%	
	150	1.084	20,7%	
	250	1.683	32,1%	
	400	1.860	35,5%	
	Total	5.244		
Fluorescente	120	65		0,4%
Fluorescente Ornamental	250	16	1,4%	7,3%
	400	295	25,6%	
	500	15	1,3%	
	1000	52	4,6%	
	1500	708	61,4%	
	Total	1.152		
TOTAL		15.749		

Fonte: Empresa Elétrica Ambato. Dpto. Operação e Manutenção

CAPITULO III

CARACTERIZAÇÃO DA CURVA DE CARGA PARA USOS FINAIS DA CIDADE DE AMBATO

3.1 PRINCIPAIS DETERMINANTES SETORIAIS DA DEMANDA

A demanda de energia elétrica é dependente de diversas variáveis geográficas, climáticas e sócio-econômicas. Sem o conhecimento detalhado dos valores dessas variáveis, seria impossível compreender vários fenômenos do consumo de eletricidade. No Equador esses dados podem ser obtidos em instituições como: Instituto de Estatística e Censos - INEC, Instituto Geográfico Militar - IGM e Instituto Nacional de Meteorologia e Hidrologia - INAMHI. Os dados básicos necessários para as análises, são os seguintes:

- Posição geográfica;
- Dados climáticos;
- Aspectos sócio-econômicos; e,
- Outros dados do censo.

3.1.1 Aspectos Geográficos

A simples posição geográfica permite determinar a duração do dia, a variável mais importante em relação ao uso da iluminação artificial. Utilizando nomogramas podem-se obter dados sobre a duração do dia durante os meses do ano.

A posição geográfica é uma das variáveis que afeta a disponibilidade da iluminação natural; de fato, existem variações do índice de cobertura do céu e da latitude as quais podem afetar a disponibilidade de luz natural, por exemplo, na cidade de Quito na qual, apesar de estar localizada praticamente sobre a linha do equador, existe uma variação de quase uma (ou duas, conforme abaixo) hora no período de

funcionamento da iluminação pública (regulada pelas foto-células) durante o inverno e verão. Esta variação depende em grande parte das condições meteorológicas. De junho a setembro, período definido como verão no Equador, é uma época seca na qual a luminosidade natural permite que a iluminação pública permaneça ligada por 11 horas, contra as 13 horas diárias registradas no inverno, de dezembro a abril, meses mais chuvosos, portanto com o céu mais coberto.

3.1.2 Variações das condições climáticas

Os dados climáticos básicos para a compreensão da influencia do clima sobre o consumo de eletricidade são:

- Temperatura mínima
- Temperatura máxima
- Temperatura média
- Umidade relativa mínima
- Umidade relativa máxima
- Umidade relativa média
- Índice de cobertura do céu
- Regime dos ventos
- Temperatura da água

O efeito das variações meteorológicas manifesta-se de diferentes maneiras sobre o consumo de energia e resumindo podem-se notar as seguintes tendências.

- A iluminação artificial é influenciada pela variação astronômica do curso do sol e pelo índice de cobertura do céu.
- A diminuição da temperatura média, traz como conseqüência uma redução do uso da refrigeração e um aumento do consumo para aquecimento da água.

- O aumento da temperatura média, ocasiona o aumento do consumo em refrigeração, um provável aumento de consumo da ventilação e uma possível redução de consumo para aquecimento da água.
- As variações da umidade relativa, que possuem uma importância parecida com a variação da temperatura, afetam especificamente as condições de conforto do indivíduo.
- A temperatura da água potável utilizada nas residências é uma variável, indiretamente ligada nas condições climáticas, importante para o cálculo do consumo do aquecimento de água que nem sempre está disponível nos dados meteorológicos, especialmente das regiões em estudo.
- O vento em uma região climática pode ter variações significativas de direção e de velocidade. Isto acontece devido as diferenças de temperatura entre massas de ar, o que provocam o seu deslocamento da área de maior pressão (ar mais frio e pesado) para a área de menor pressão (ar quente e leve).
- A umidade do ar resulta da evaporação da água contida nos mares, rios, lagos e na terra. O ar a uma certa temperatura pode conter uma determinada quantidade de água, quanto maior a temperatura do ar, menor sua densidade e, em consequência, maior quantidade de água poderá conter. A variação da umidade afeta especificamente as condições de conforto do indivíduo.

Neste caso das variáveis climáticas que dispõe-se dos valores médios, avaliando de qual forma afetam as variáveis no comportamento do consumo de energia. Esta avaliação é bastante simples, mas não permite desagregar as funções (temperatura, umidade e índice de insolação), pois os dados climáticos mostram uma relação das três variáveis de forma sazonal, obtendo-se uma avaliação de maior valor qualitativa que quantitativa.

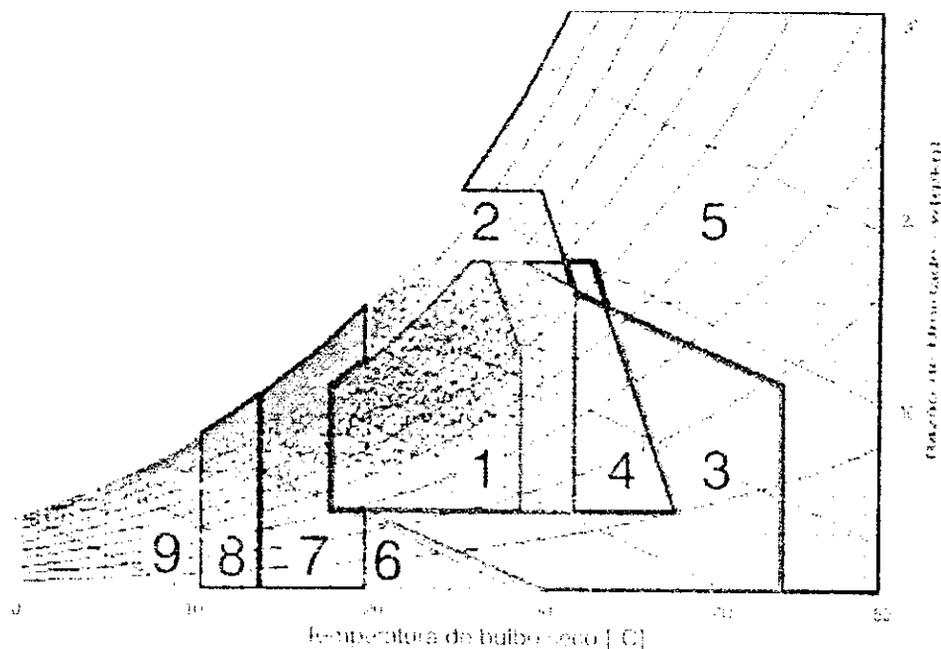
Após o reconhecimento das variáveis climáticas pode-se compreender a importância do clima no conforto térmico humano. Foi em 1969 que Givoni concebeu uma carta

bioclimática adequada para países em desenvolvimento. A carta mostrada na figura 3.1 é construída sobre o diagrama psicrométrico, que relaciona a temperatura do ar e a umidade relativa, no qual são identificadas nove zonas de atuação na carta conforme na sequência⁹:

1. zona de conforto
2. zona de ventilação
3. zona de resfriamento evaporativo
4. zona de massa térmica para resfriamento
5. zona de ar condicionado
6. zona de umidificação
7. zona de massa térmica para aquecimento
8. zona de aquecimento solar passivo
9. zona de aquecimento artificial

Figura 3.1

Carta bioclimática típica com as estratégias indicadas



3.1.3 Aspectos sócio-econômicos

O consumo de energia elétrica tem uma relação estreita com a renda familiar, número de moradores no domicílio e tamanho da habitação. Estes dados são de grande importância para qualquer pesquisa com objetivo de caracterizar a curva do consumo de energia.

Os dados de tendência de crescimento demográfico são utilizados para realizar as projeções de mercado das empresas elétricas. Entre estes dados, o mais importante é o número total de domicílios e número total de domicílios eletrificados.

O medidor de eletricidade pode ser identificado como um consumidor, sendo classificado do ponto de vista sociológico como uma residência e do ponto de vista jurídico como domicílio¹⁰. A experiência da empresa elétrica Ambato, e em geral na América Latina, mostram que ocorrem as seguintes situações:

- Domicílios atendidos com medidor não residencial.
- Medidores residenciais que atendem a setores comerciais e pequena indústria.
- Medidores residenciais que atendem mais de um domicílio (residência).

Na Empresa Elétrica Ambato, especialmente em setores da zona rural, nos quais o assentamento da população é pequeno e não é necessário colocar rede de baixa tensão. Por exemplo, existem instalações nas quais um transformador de 5 ou 10 kVA é empregado para atender a quatro casas, e somente um medidor atende vários usuários, devido aos altos custos de operação, isto é faturação da tarifa elétrica, e subsídio ao setor, esse tipo de instalação representa gastos na leitura somente para um consumo mínimo na faixa de 10 kWh/mês.

3.1.4 Densidade de População

O Equador é um país em desenvolvimento com altas taxas de crescimento demográfico, da ordem de 2,27% ao ano (CONADE¹¹, 1993); na tabela 3.1 mostram-se alguns indicadores das cidades em estudo.

A configuração do setor residencial é identificada pelo tamanho de cidade (cidade grande, cidade média e cidade pequena), e sua localização no Equador, que pode ser nas regiões do Litoral, Serra, Amazônia ou Oriental, e Galápagos. O tamanho da cidade depende do número de habitantes, como se detalha a seguir:

- Cidade Grande : com população superior a 1.000.000 de habitantes;
- Cidade Média : com população entre 150.000 e 1.000.000 de habitantes; e,
- Cidade Pequena : com população inferior a 150.000 habitantes

3.1.5 Outros dados do Censo

Outros dados que podem ser úteis na análise da sociedade de uma região, são os dados do censo, nos quais podem-se encontrar dados referentes ao tipo de domicílio, tipo de construção, existência de eletrodomésticos, etc.

3.1.6 Comparação dos Determinantes Setoriais na Demanda entre as cidades em estudo.

Este estudo destina-se especificamente a fazer uma comparação das cidades: Cuenca com Ambato. Com base nos dados mostrados na Tabela 3.1, pode-se tirar as seguintes conclusões:

- As Cidades de Cuenca (província do Azuay) e Ambato (província do Tungurahua), são cidades localizadas na região da serra, à altitude de 2.500 e 2.580 metros

¹¹ CONADE: Conselho Nacional de Desenvolvimento.

respectivamente; Ambato esta à uma latitude sul 1,2° e longitude oeste 79°, Cuenca esta à uma latitude sul 2,8° e longitude oeste 78,7°.

- Na região da Serra, a temperatura média varia entre 11 °C e 18 °C durante todo o ano. A temperatura ambiente média para Ambato é 15°C e Cuenca 14°C.
- As duas cidades, de acordo com o estudo feito pelo CONADE, são consideradas de tamanho médio.
- O clima basicamente é mesotérmico-úmido¹², caracterizado por chuvas no inverno. A variação de temperatura entre as duas estações é de 1 °C e a variação da umidade relativa é de 19%.
- De acordo com o censo realizado em 1990, é projeção da população para o ano 1997, das províncias são: Tungurahua 428.116 habitantes, sendo 46,5% urbanos e 53,5% rurais; e Azuay com 597.798 habitantes, com 49,7% urbanos e 50,3% rurais, o crescimento anual de Tungurahua é de 1,55% e de Azuay de 1,71%. O crescimento da população anual de Ambato e Cuenca é de 1,79% e 2,14% respectivamente; segundo os dados analisados, pode-se chegar a conclusão que as duas cidades têm taxas similares de crescimento populacional.

Analisando os dados pode-se notar a não inexistência de grandes variações entre os dados geográficos, climáticos e demográficos.

Tabela 3.1

CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DOS SETORES EM ESTUDO

DESCRIÇÃO	AMBATO	CUENCA
Altitude (m)	2.580	2.500
Latitude (°)	-1,2	-2,8
Longitude (°)	79	78,7
Temperatura Ambiente - média (°C)	15	14
Tipo de cidade	media	media
Úmidade relativa	19%	19%
População total - Projeção (hab.) - 1997	272.419	483.096
População Urbana	160.302 (59%)	225.028 (46,6%)
População Rural	112.117 (41%)	148.060 (53,4%)
População sem energia elétrica (hab.) - 1995		
Área Urbana	4.093 (2,71%)	5.831 (2,4%)
Área Rural	13.518 (12,1%)	32.859 (22,4)
Taxa de crescimento médio anual		
População Urbana	1,79%	2,14%
População Rural	3,04%	3,15%
	0,14%	0,53%
	TUNGURAHUA	AZUAY
População total - Projeção (hab.) - 1997	428.116	597.798
População Urbana	199.198 (46,5%)	297.550 (49,7%)
População Rural	228.918 (53,5%)	300.248 (50,3%)
Residências total - Província - 1990	97.445	148.855
Residência Urbana	38.686 (40%)	53.315 (36%)
Residência Rural	58.759 (60%)	95.540 (64%)
Taxa de crescimento médio anual		
População Urbana	1,55%	1,71%
População Rural	3,28%	3,62%
	0,15%	0,00%
População com necessidades básicas insatisfeitas		
Área Urbana	35.956 (19,2%)	39.148 (14,1%)
Área Rural	123.464 (54,1%)	179.716 (59,9%)

Fonte: INEC - Instituto de Estadísticas y Censos del Ecuador

3.2 ESTUDO DE MERCADO DE ELETRODOMÉSTICOS

As empresas elétricas estão atualmente enfrentando problemas de estabilidade de tensão, especialmente nas redes de distribuição de baixa tensão, devido as evoluções dos eletrodomésticos, e a influência sobre o consumo de energia devido

Algumas novas tecnologias, tem características como as emissões de ondas de rádio freqüências e harmônicos, ainda pouco estudadas no Equador, as quais tendem a influenciar crescentemente a distribuição elétrica no futuro sendo, portanto, necessária a análise da porcentagem de tal tecnologia em utilização nos usos finais.

O setor residencial suprido pela empresa elétrica Ambato, vem crescendo rapidamente, com uma taxa de crescimento anual do 6,1%, e deve ser levado em conta na implementação de técnicas de uso eficiente de energia, pois existe um grande desperdício de energia em condomínios e residências em geral devido ao uso inadequado das lâmpadas, eletrodomésticos, etc.

3.2.1 Tecnologia

O tipo de tecnologia utilizada nas províncias de Tungurahua e Pastaza, influência de maneira considerável o consumo de energia elétrica, dependendo da eficiência de cada uma. Existem no Equador fabricantes dos equipamentos para iluminação, refrigeração, aquecimento de água e ar condicionado; vários desses equipamentos não obedecem uma norma técnica de construção e também não existem exigências de qualidade e regulamentação sobre eficiência energética e proteção ambiental.

3.2.1.1 Lâmpadas

Atualmente existem diferentes tipos de lâmpadas para as mais diversas aplicações, para o uso residencial, comercial e industrial, no entanto, as lâmpadas elétricas atuais podem ser classificadas em dois grupos principais: lâmpadas Incandescentes e lâmpadas de descarga.

Incandescentes

As lâmpadas incandescentes são as mais comuns e são utilizadas nos domicílios. Embora a vida útil seja bastante curta (1.000 horas), seu custo inicial é baixo, o tamanho é reduzido, e a eficiência luminosa é baixa. Além disso, existe uma elevada

dissipação de calor, que se traduz em desperdício de energia, e deve-se tomar cuidado com a possibilidade de ofuscamento, resultante de sua alta luminosidade¹³.

Em Ambato são utilizadas potências de 25 W, 40 W, 60 W, 100 W e 150 W, existindo também lâmpadas mais eficientes de 36 W, 54 W, 67 W e 90 W. O preço médio da lâmpada é de US\$ 0.60 e das mais eficientes US\$ 0.85 (dólares de abril 1998).

Fluorescentes

As mais utilizadas são fluorescentes comuns, em geral estas lâmpadas possuem boa eficiência luminosa (quatro a seis vezes superior a das incandescentes), e vida média alta, de 6.000 a 9.000 horas. O fato de apresentarem baixa luminosidade é vantajoso, pois reduz a possibilidade de ofuscamento, as potências mais comuns das lâmpadas fluorescentes convencionais são 15W, 20W, 30W, 40W e 60W. O preço incluindo: lâmpada, reator e luminária, varia ao redor de US\$ 5,0 (dólares de abril 1998).

Outro tipo é a Fluorescente Compacta, composta de um pequeno bulbo fluorescente, possuindo, em alguns modelos, dispositivos de partida incorporados (reatores e starters). Possui baixo consumo de energia, alta eficiência luminosa, longa vida (10.000 horas de vida útil). As potências das lâmpadas fluorescentes compactas são de 9 W, 11 W, 15 W, 20 W e 23 W, os preços variam de acordo com o fornecedor e a marca, e partem de um valor de US\$ 11,5.

As lâmpadas elétricas mais utilizadas no setor residencial no Equador, são as incandescentes, que representam aproximadamente 93,4% do total, seguida pelas fluorescentes convencionais, com 6,6% do total. Na tabela 3.2, mostram-se as principais características das lâmpadas, eficiência e consumo elétrico.

¹³ Luminosidade: Que dá, esparge ou reflete luz.

Tabela 3.2

Características das Lâmpadas à venda no Equador

TIPO DE LÂMPADA	POTÊNCIA (W)	FLUXO LUMINOSO (lm)	EFICIÊNCIA (lm/W)	VIDA MEDIA (horas)
Incandescente Convencional	25	280	11,2	1.000
	40	470	11,8	1.000
	60	780	13,0	1.000
	100	1.480	14,8	1.000
	150	2.360	15,7	1.000
Incandescente Econômica	36	410	12,8	1.000
	54	710	14,6	1.000
	67	950	15,8	1.000
	90	1.320	16,4	1.000
Fluorescente Convencional	15	850	56,7	7.500
	20	1.060	59,0	7.500
	30	2.000	69,2	7.500
	40	2.700	69,4	7.500
Fluorescente Econômica	16	1.020	63,7	7.500
	32	2.500	78,1	7.500
Fluorescente Compacta	9	400	44,0	10.000
	11	600	55,0	10.000
	15	900	60,0	10.000
	20	1.200	60,0	10.000
	23	1.500	65,0	10.000

Fonte: Philips Equador C.A.; OSRAM C.A.; Pesquisas do Autor, março 1998.

3.2.1.2 Geladeiras

A refrigeração é um dos usos finais de maior importância no balanço energético residencial, com um baixo valor de potência instalada e alta estabilidade no uso.

A refrigeração apresenta um fator de carga próximo à unidade. Sem a refrigeração o setor residencial representaria uma demanda extremamente variável, com fator de carga total da ordem de 35%-40% (de fato esse fator de carga de pequenos sistemas em regiões pobres, a penetração da refrigeração é mínima). Estes elementos

induzem a uma suposição que as empresas elétricas tiveram tendências de fortes restrições à programas que permitam reduzir sensivelmente o consumo de importância no uso final do setor residencial.¹⁴

Tabela 3.3

CARACTERÍSTICAS DAS GELADEIRAS NO EQUADOR

MARCA	CAPAC. (pé cub.)	CONSUMO ELÉTRICO (kWh/año)		PREÇO UNITARIO (US\$)*
		Sierra	Costa	
ECASA (Ec)	10	580,8	813,6	370,0
ECASA (Ec)	11	603,6	845,8	380,0
ECASA (Ec)	12	499,6	699,4	440,0
ECASA (Ec)	14	997,5	1.396,5	580,0
ECASA (Ec)	18	1.649,5	2.309,3	730,0
INDURAMA (Ec)	10	303,1	424,4	342,3
INDURAMA (Ec)	12	522,0	730,8	406,8
INDURAMA (Ec)	14	1.322,8	1.851,9	455,8
KELVINATOR (Ec)	14	1.007,7	1.410,7	620,0
PHILIPS (Ec)	10	609,0	852,6	250,0
PHILIPS (Ec)	12	740,4	1.036,6	450,0
HOTPOINT (Ec)	10	704,4	986,2	400,0
HOTPOINT (Ec)	12	715,0	1.001,0	480,0
HOTPOINT (Ec)	18	1.561,7	2.186,4	730,0
HOMELINE (Ec)	14	1.524,0	2.133,6	580,0
MAYTAG (USA)	23	1.320,0	1.848,0	1.100,0
FRIGIDAIRE (USA)	12	1.255,1	1.757,2	880,0
FRIGIDAIRE (USA)	14	807,6	1.130,6	990,0
FRIGIDAIRE (USA)	21	1.414,3	1.980,1	1.020,0
GOLD STAR (KOR)	12	1.176,0	1.646,4	850,0
WESTINGH. (USA)	10	271,2	379,7	650,0
WESTINGH. (USA)	12	626,8	877,5	850,0
DAEWOO (KOR)	11	540,0	756,0	690,0

Fonte: INECEL - LOGOS CONSULTORES, 1990 e pesquisa feita pelo

1 US\$ = 4,900 sucres (maço 1998)

pé cub. = 0,03531 litros

No mercado do país existem diferentes tipos e marcas de geladeiras, Ecasa, Durex e Indurama e importadas como Frigidaire, Philco, Hotpoint, Faeda, Singer e Electrolux. Na tabela 3.3, apresentam-se as características principais, inclusive o tipo de compressor utilizado. Os modelos mais vendidas, segundo os fabricantes, são de

¹⁴ Barghini A., Manual para a realização de Estudos sobre Usos Finais de Eletricidade, São Paulo 1996.

uma porta com 10 pés cúbicos (283 l) de capacidade e as de duas portas com 12 pés (340 l) de capacidade.¹⁵

3.2.1.3 Aquecedores de Água

Aquecimento de água é o processo empregado no setor residencial pelo qual a energia é utilizada para elevar a temperatura da água utilizada para a limpeza geral e higiene pessoal.

Na cidade de Ambato, por estar localizada na serra, necessita de aquecimento de água, sendo este proporcionado, geralmente, por chuveiros elétricos e, em pequena quantidade, por aquecedores de acumulação elétricos e aquecedores instantâneos (a gás), e quase não existem coletores solares.

a. Chuveiros Elétricos

O chuveiro elétrico é o sistema de aquecimento de água mais difundido no setor residencial, devido ao baixo custo para o usuário. Do ponto de vista da concessionária, a situação é diferente, pois ocasiona problemas na distribuição de energia em baixa tensão por não permitir a diversificação da carga e os efeitos sobre a carga da demanda do sistema.

Os chuveiros no Equador apresentam vazão de 3 l/min (para condições de conforto são necessários 5 l/min e aquecimento de 40 °C), e têm uma resistência elétrica de 2.500 W de potência. Na tabela 3.4, apresentam-se as potências dos chuveiros mais comercializados na cidade de Ambato. O consumo de energia elétrica foi calculado sob a hipótese de uma utilização diária por 4 pessoas durante 7 minutos cada uma, em média, e com a potência média dos chuveiros elétricos. Esses valores são

¹⁵ Pesquisa feita pelo INECEL - 1991

similares as medições feitas no estudo sobre: "Investigação de Usos Finais da Energia", INECEL, maio de 1991.¹⁶

Tabela 3.4

CHUVEIROS ELÉTRICOS

MARCA PROCEDÊNCIA	POTÊNCIA (W)		CONSUMO ELÉTRICO kWh/ano*	ÁGUA AQUECIDA l/min	TEMP. °C	PREÇO US\$
	B.P.	A.P.				
FAME (Br)	2.000	3.200	442,9	2,0	32	17,0
FAME (Br)	3.500	4.000	638,8	3,5	36	19,0
CORONA (Br)	3.500	4.250	660,1	3,9	38	14,3
LORENZZ (Br)	3.200	5.400	732,5	4,5	40	30,0
FAMINHO (Br)	3.500	4.500	681,3	3,5	36	25,0
FAMA (Ec)		3.000	511,0	3,2	32	12,0
FAMMY (Colômbia)	2.000	4.000	511,0			25,0
RELAX (Ec)	2.600	3.000				6,7

Fonte: INECEL - 1991

* O consumo calculado sob a hipótese de utilização de 4 pessoas durante 7 min e potência média.

US\$ = 4.900 sucres (março 1998)

B.P. baixa potência ; A.P. alta

b) Aquecedor de Acumulação de Água elétrico

Este tipo de aquecedor apresenta características que afetam o consumo de energia, tais como :

- A energia térmica armazenada em forma de calor sensível tende a dissipar-se, sendo o isolamento do equipamento e a temperatura parâmetros básicos para evitar-se as perdas.
- O equipamento pode estar ligado permanentemente, ou ser desligado manualmente, algumas horas por dia, neste caso as perdas térmicas devido conservação do calor diminuem, mas introduz-se uma segunda perda representada pela água quente que se mescla com a água fria da entrada, impossibilitando o aproveitamento de toda a água quente.
- O aquecedor de acumulação é um equipamento centralizado, que pode atender mais de um ponto de uso. As distâncias entre os pontos de uso podem ser

¹⁶ Mahauad D., Uso eficiente de energia elétrica no setor residencial do Equador

grandes, levando à perda de temperatura no interior do encanamento durante o percurso.

Existem diferentes tipos de aquecedores de acumulação elétrica disponíveis no mercado do Equador, na tabela 3.5, apresentam-se as suas principais características como potência, preço, etc. Os preços são elevados em comparação dos chuveiros elétricos e atualmente, no Equador e especialmente em Ambato, estão sendo substituídos por chuveiros e aquecedores de acumulação a gás (pelo fato do gás ser subsidiado).

Tabela 3.5

AQUECEDORES ELETRICOS

MARCA PROCEDENCIA	POTENCIA (W)	CAPACIDADE (GALONES)	PREÇO (US\$)
PIPSA (Ecuador)	3500 W - 110 V	30	160,0
PIPSA (Ecuador)	2200 W - 110 V	30	140,0
PIPSA (Ecuador)	2200 W - 220 V	30	135,0
SAKU-METAL (Ecuador)	2200 W - 110 V	20	115,0
TAMA (Ecuador)	1500 W - 110 V	10	104,9
TAMA (Ecuador)	1500 W - 110 V	15	121,3
TAMA (Ecuador)	1500 W - 110 V	20	130,7
METANAL (Ecuador)	1500 W - 110 V	30	118,9

Fonte: Pesquisa feita pelo Autor
US\$ = 4,900 sucres (marzo 1998)

c) Aquecedor da Água a Gás

O sistema de acumulação a gás é menos utilizado, sendo que no mercado residencial está sendo substituído pelo aquecedor de passagem a gás, o qual utiliza uma chama piloto para seu controle e possui vazão média de 6 l/min. Na tabela 3.6, são apresentadas as principais características dos acumuladores a gás.

No Equador, atualmente, a penetração é reduzida, devendo existir um crescimento quando forem aplicadas as tarifas reais no setor elétrico. O gás liqüefeito de petróleo

(GLP) é subsidiado pelo Governo e o uso para aquecimento de água torna-se mais econômico.

O GLP é a principal fonte de energia para a cocção de alimentos, com uso em 96,3% das residências do Equador (a cocção representa apenas 5,8% do consumo de energia elétrica no setor residencial).

Tabela 3.6

AQUECEDORES A GÁS

MARCA PROCEDENCIA	TIPO	CAPACIDADE (GALONES)	PREÇO (US\$)
CLASSIC (USA)	GLP	4	295,0
SICOSA (Italia)	GLP	10	145,0
INDURAMA (Ecuador)	GLP	15	143,0
INDURAMA (Ecuador)	GLP	10	120,0
WELL-TANK (Ecuador)	GLP	10	95,0
INDURAMA (Ecuador)	GLP	5	95,0
WELL-TANK (Ecuador)	GLP	15	87,0
INDUGAS (Ecuador)	GLP	10	178,9
INDUGAS (Ecuador)	GLP	13	204,7

Fonte: Pesquisa feita pelo Autor
US\$ = 4,900 sucres (marzo 1998)

d) Coletores Solares

A difusão dos coletores solares é mínima, as dificuldades básicas, podem ser atribuídas aos seguintes aspectos:

- No aspecto econômico, o principal obstáculo é representado pelo alto custo do investimento da instalação.
- O problema da fabricação dos coletores, que devem ser feitos com uma instalação resistente, eficiente e de baixo custo, qualidades que só podem ser alcançadas com uma produção em grande escala, pois no mercado se encontram coletores de produção artesanal e em pequena escala e com preços elevados.

3.3 OBTENÇÃO DOS DADOS PARA CARACTERIZAÇÃO DA CURVA DE CARGA DA CIDADE DE AMBATO.

Neste item, serão analisados os dados sobre o consumo de energia elétrica nos setores residencial e de pequeno comércio, em algumas regiões do Equador levantados pelo INECEL em associação com a LOGOS CONSULTORES no ano de 1991. Os dados e as curvas de carga cidade de Cuenca são analisados na tentativa de utilizá-los na cidade de Ambato.

3.3.1 Classificação dos Estratos de Consumo

Uma parte importante de conhecer o consumo de energia elétrica, é agrupar os consumidores em estratos de consumo uniforme, em função de seus consumos mensais.

A E.E.A.S.A.RCN, e outras empresas do setor elétrico, possuem uma distribuição por estratos de consumo classificados nos seguintes intervalos de 20 e 30 kWh/mês para os estratos inferiores; de 50 kWh/mês para os estratos médios e 100 kWh/mês para os estratos superiores. Realizando uma comparação dos estratos verificados em setembro de 1996 das duas empresas elétricas de Ambato e a Regional Centro Sul (Cuenca), a qual pode ser vista na tabela 3.7. Em porcentagens de consumo de energia elétrica não existe uma variação considerável para cada estrato das duas cidades, por exemplo no estrato de 0-20 kWh o consumo é de 1,5% na E.E.A.S.A.RCN e 1,6% na E.E.R.C.S, a mais alta variação corresponde ao estrato de 201-300 com 16,6% na E.E.A.S.A.RCN e 20,5% na E.E.R.C.S.. Concluindo, as regiões tem características similares em consumo de energia elétrica por estrato.

Uma comparação do consumo médio mensal por usuário das duas empresas por estrato de consumo é apresentada na tabela 3.8a, e nela observa-se uma variação considerável no consumo somente no estrato de 0-20, isto pode ser atribuído na empresa de Ambato ao setor rural, no qual existem muitos casos de medidores

compartilhados por mais de um usuário. A porcentagem do consumo é baixa e alcança 1,5% do total e o consumo dos demais estratos, não tem variação significativa. No caso dos usuários com consumo superior a 500 kWh, na análise feita, a porcentagem de consumo nesse estrato foi de 5% ao mês.

Tabela 3.7

CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR ESTRATO DAS DUAS EMPRESAS Set/96

FAIXA	E.E.A.S.A.RCN.				E.E.R.C.S.C.A.			
	CONSUMO MWh		USUÁRIOS		CONSUMO MWh		USUÁRIOS	
0 - 20	126,44	1,5%	11.804	13,7%	217,26	1,6%	39.972	26,9%
21 - 50	763,06	9,3%	20.938	24,4%	975,75	7,2%	28.081	18,9%
51 - 80	998,53	12,2%	15.383	17,9%	1261,30	9,3%	19.509	13,1%
81 - 100	714,53	8,7%	7.898	9,2%	967,65	7,2%	10.709	7,2%
101 - 120	699,82	8,5%	6.350	7,4%	994,44	7,4%	9.018	6,1%
121 - 150	993,35	12,1%	7.358	8,6%	1515,43	11,2%	11.231	7,6%
151 - 200	1337,56	16,3%	7.712	9,0%	2198,72	16,3%	12.671	8,5%
201 - 300	1365,58	16,6%	5.697	6,6%	2764,29	20,5%	11.486	7,7%
301 - 500	823,33	10,0%	2.229	2,6%	1744,70	12,9%	4.780	3,2%
501 - 1000	293,20	3,6%	459	0,5%	687,51	5,1%	1.055	0,7%
1001 - 2000	89,19	1,1%	62	0,1%	176,55	1,3%	134	0,1%
	8.204,58		85.890		13.503,58		148.646	

Fonte : Empresas Elétricas - setembro 1996

Tabela 3.8a

Consumo médio mensal por Estrato

ESTRATO	E.E.A.S.A.RCN.	E.E.R.C.S.C.A.
	kWh/mês	kWh/mês
0 - 20	10,71	5,44
21 - 50	36,44	34,75
51 - 80	64,91	64,65
81 - 100	90,47	90,36
101 - 120	110,21	110,27
121 - 150	135,00	134,93
151 - 200	173,44	173,52
201 - 300	239,70	240,67
301 - 500	369,37	365,00
501 - 1000	638,77	651,66
1001 - 2000	1.438,52	1.317,51
Total	3.307,54	3.188,76

Fonte : Dados das empresas

Assim, em princípio, os estudos de usos finais realizados na cidade de Cuenca para a cidade de Ambato podem ser adaptados, considerando-se o consumo de energia por estrato.

Consumo internacional de energia por estratos

De acordo com a terminologia usada no XV Curso Latino-americano de Economia e Planejamento Energético (Bariloche, 1985), serão considerados como módulos homogêneos certas faixas de consumo as quais serão denominados estratos. A seguir detalham-se os módulos com base na pesquisa feita pelo INECEL.

Estrato 1 (de 0 - 50 kWh), é composto por consumidores, em sua maioria pelas famílias, com renda até 1,5 salários mínimos mensais¹⁷.

Estrato 2 (de 51 - 200 kWh), é composto principalmente por consumidores, em sua maioria pelas famílias, com renda de até 3 salários mínimos mensais.

Estrato 3 (de 201 - 500 kWh), é composto por consumidores, em sua maioria pelas famílias, com renda entre 3 e 6 salários mínimos mensais.

Estrato 4 (de 501 - 1000 kWh), é composto por consumidores, em sua maioria pelas famílias, com renda de 6 e 10 salários mínimos mensais.

Estrato 5 (+ de 1000 kWh), é composto por consumidores, em sua maioria pelas famílias, com renda superior a 10 salários mínimos mensais.

Para o presente estudo, será seguida a metodologia baseada no estudo de INECEL-LOGOS CONSULTORES. Na tabela 3.8b, são apresentados as quantidades de usuários e o consumo de energia elétrica para a estratificação descrita anteriormente.

¹⁷ Salário mínimo mensal é aproximadamente US\$ 70,00. Cambio s/. 4.900 sucres=1 US\$

Tabela 3.8b

Configuração dos usuários por estrato de acordo a terminologia de Bariloche

Estrato	E.E.A.S.A.RCN.				E.E.R.C.S.C.A.			
	Consumo Total		Usuários	C. médio kWh/mês	Consumo Total		Usuários	C. médio kWh/mês
	MWh/mês				MWh/mês			
0 - 50	889,5	11%	32.742	27,17	1.193,0	9%	68.053	17,53
51-200	4.743,8	58%	44.701	106,12	6.937,5	51%	63.138	109,88
201-500	2.188,9	27%	7.926	276,17	4.509,0	33%	16.266	277,20
+ 500	382,4	5%	521	733,96	864,0	5%	1.189	726,67
Total	8.204,6		85.890		13.503,5		148.646	

Fonte: Dados empresas

3.3.2 Análise dos dados das curvas de carga da cidade de Cuenca

As curvas de carga obtidas na cidade de Cuenca no ano 1991, para os estratos analisados anteriormente, são apresentadas no Anexo D.

3.3.2.1 Conceitos básicos utilizados

No planejamento da demanda de eletricidade devem ser estabelecidas as **curvas de demanda diárias e anuais**, que determinam a potência ao longo do período, e as **curvas de duração de carga**, que permitam obter o nível de ponta necessário para dimensionar a capacidade de produção.

Outro conceito é a **curva de carga típica**, definida como a curva que melhor representa estatisticamente as variações temporais de potência no setor de consumo.

A **curva de carga diária por usos finais** representa a variação horária da demanda gerada por cada um dos usos finais que compõem a curva de carga total para um determinado setor ou classe de consumo.

Fator de carga

É a relação entre a energia consumida durante um período de tempo específico e a demanda máxima mantida; ou, a relação entre a demanda média e a demanda máxima dentro de um período de tempo específico.

$$F_c = \frac{P_m}{P_{max}} = \frac{E_{consum} / t}{P_{max}} \quad (\text{eq. 3.1})$$

Onde:

F_c = Fator de carga

P_m = Potência média

E_{consum} = Energia consumida em um período de tempo t

P_{max} = Potência máxima no período de tempo t

t = Tempo do período analisado

Fator de diversidade

Expressa a relação entre a somatória das demandas máximas de cada um dos usuários, aparelhos ou setores num intervalo de tempo determinado e a demanda máxima do grupo de usuários, aparelhos ou setores do mesmo sistema no intervalo de tempo. O fator de diversidade é o inverso do fator de simultaneidade e é expresso por:

$$FD = \frac{\text{Demanda combinada de N usuários}}{N \text{ usuários} \times \text{Demanda média}} = \frac{\sum P_{max_i}}{P_{max_{total}}} \quad (\text{eq. 3.2})$$

FD = Fator de diversidade

P_{max_i} = Potência máxima do elemento i

$P_{max_{total}}$ = Potência máxima de todos os elementos de um até n

n = Número de elementos

Penetração (%)

É a porcentagem dos equipamentos ou aparelhos do uso final que se encontram nas residências. São valores médios relativos ao total de consumidores de um estrato.

Ocorrência (%)

É a porcentagem do total de consumidores do estrato que além de ter equipamento ou aparelho de uso final, usai-o.

Consumo Específico (kWh/mês)

É o consumo mensal de energia elétrica, medido nos aparelhos de uso final dos consumidores de cada estrato.

Consumo Médio (kWh/mês)

É a relação entre o consumo total de energia e o número de consumidores.

Consumo Total (MWh/mês)

É o consumo total de energia elétrica por mês, que resulta do produto do consumo específico mensal de cada aparelho pelo número de consumidores do estrato que usam esse tipo de aparelho (é o produto da quantidade de consumidores pela porcentagem de ocorrência).

3.3.2.2 Distribuição do consumo de energia por aparelho e uso final

No estudo realizado para o setor residencial, encontra-se um comportamento similar para as duas estações (inverno e verão), em todos os estratos. Na tabela 3.9, apresentam-se os principais dados da pesquisa feita para a cidade de Cuenca. Por exemplo, o uso de energia não elétrica especialmente para cocção de alimentos, é mais importante nos estratos de menor consumo e perde seu significado nos estratos superiores.

Os aparelhos de maior ocorrência em todos os estratos são as lâmpadas, por outro lado a refrigeração é o aparelho que gera maior consumo nos três estratos de consumo de inferior a intermediário, seguido das lâmpadas incandescentes;

enquanto no estrato de consumo superior o maior consumo é proporcionado pelos aquecedores de água, seguido pelo refrigeradores.

Tabela 3.9

**DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA POR EQUIPAMENTO E USO FINAL
PARA A CIDADE DE CUENCA**

DESCRIÇÃO	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Total
Usuários	17.221	39.879	50.570	1.873	109.543
Consumo (MWh)					
Elétrico - Inverno	1.038,2	6.172,6	3.223,0	1.183,3	11.617,1
Elétrico - verão	1.031,1	6.117,0	3.198,0	1.180,6	11.526,6
Não elétrico - Inverno	2.283,0	12.594,0	5.635,5	569,1	21.081,7
Não elétrico - verão	2.283,0	12.594,0	5.635,5	569,1	21.081,7
Ocorrência (%)					
Lâmpada Incandescente	96,6	98,6	97,2	98,3	
Televisor B/P	51,7				
Televisor a cores		65,7	88,9	86,5	
Ferro de passar	48,3	88,6	91,7	83,1	
Geladeira	41,4	85,7	94,4	89,9	
Liquificador	41,4	70,0	77,8	81,4	
Chuveiro	41,4	70,0	72,2		
Secador do cabelos				66,1	
Fogão a gás	62,1	87,1	91,7	74,6	
Consumo elétrico por usos (%)					
Aquecimento de água	11,1	0,8	13,4	33,6	9,8
Refrigeração	35	61,2	46	21	49,2
Cocção	0,2	1,7	2,2	9,3	2,4
Iluminação	36,4	19,7	18,6	20,6	20,5
Condicionamento ambiental		2,5		0,7	1,1
Lazer	11,9	8,8	10,7	3,9	9,4
Outros	5,4	5,4	9,2	10,9	7,5

Fonte : INECEL -LOGOS CONSULTORES, estudo do consumo de energia, Quito 1991.

Os usos elétricos mostram a tendência, no estrato inferior, da iluminação ser geradora de maior demanda seguida muito de perto pela refrigeração. Nos dois estratos seguintes, inverte-se a ordem colocando a refrigeração a frente, e no estrato superior o aquecimento e a refrigeração ocupam, ambos, os primeiros lugares de usos de energia elétrica.

Os usos não elétricos, são fundamentalmente utilizados na cocção, e também é notório o uso de outras alternativas para iluminação no estrato 3.

É importante considerar que na pesquisa (INECEL-LOGOS CONSULTORES), o número de aparelhos por consumidor em cada estrato, foi obtido pela relação entre o número total de aparelhos encontrados na pesquisa e o número de pesquisas realizadas. Este foi expandido para o número total de consumidores de um estrato.

3.3.3 Análise de um alimentador primário de distribuição para o setor residencial da província de Tunguragua

Para verificar os dados da curva de carga da cidade de Cuenca, foram analisados os dados de medições realizadas nos alimentadores: Pasa e Miraflores da S/E Huachi, do dia 10 de março de 1998 (As curvas de carga dos alimentadores são apresentadas no anexo E).

O alimentador Pasa atende, em sua maioria, ao setor residencial (urbano e rural) e possui uma potência média de 1.495 kW , fator de carga de 0,44 e um consumo de energia de 19.087 kWh/dia. O alimentador Miraflores atende mais ao setor urbano possui potência média de 2.586 kW ; um fator de carga igual a 0.58 e consumo de energia de 33.015 kWh/dia.

Fazendo uma pesquisa dos setores e dos dados analisados na listagem de faturamento, obteve-se o número de consumidores por estrato nos diferentes estratos de consumo, como se pode observar na tabela 3.10. Aproximadamente, existindo: 2.002 usuários no estrato 1 e um consumo médio mensal de 23,8 kWh/mês; no estrato 2 com 930 usuários e consumo médio de 77,8 kWh/mês; no estrato 3 com 18 usuários e consumo médio de 293,7 kWh/mês e no estrato 4 3 usuários com o consumo médio de 729,3 kWh/mês. Notando-se que o consumo médio por usuário é coerente com os dados obtidos do consumo médio mensal.

Tabela 3.10

CONSUMO DE ENERGIA POR ALIMENTADOR S/E HUACHI

ESTRATO	Alimentador Pasa			Alimentador Miraflores		
	Usuários	Consumo Total	Consumo Médio	Usuários	Consumo Total	Consumo Médio
		(kWh/mês)	(kWh/mês)		(kWh/mês)	(kWh/mês)
Estrato 1	2.202	52.490	23,8	373	9.430,0	25,3
Estrato 2	930	72.350	77,8	1.304	153.802,0	117,9
Estrato 3	18	5.286	293,7	412	118.355,0	287,3
Estrato 4	3	2.188	729,3	75	131.255,0	1.750,1
Total	3.153,00			2.164		

Fonte : Dpto. Planificación - E.E.A.S.A.RCN. 1997.

Na figura 3.2, são apresentadas as relações das curvas de carga em P.U.(por unidade) dos alimentadores Pasa e Miraflores, com a curva de carga do setor residencial (da cidade de Cuenca). Considera-se o número de usuários por estrato de cada alimentador para obter a demanda total do setor residencial.

Para a figura do alimentador Pasa e o setor residencial, nota-se que a curva tem uma distorção da 23:00 até 6:00 horas da manhã, pode-se atribuir a iluminação pública. Durante o dia e parte da noite a forma da curva similar.

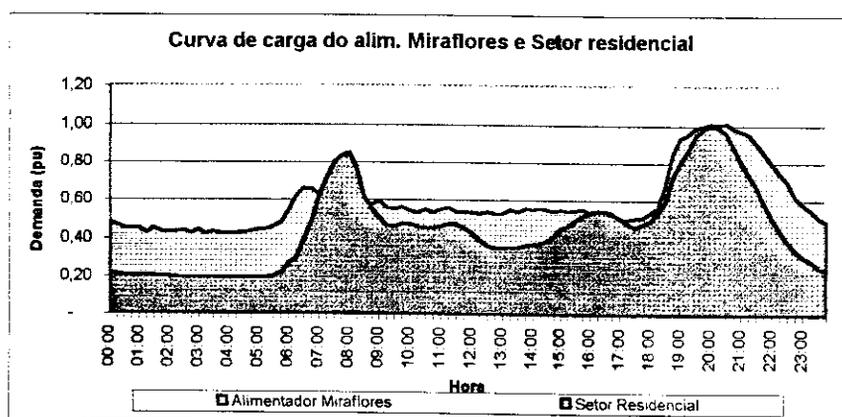
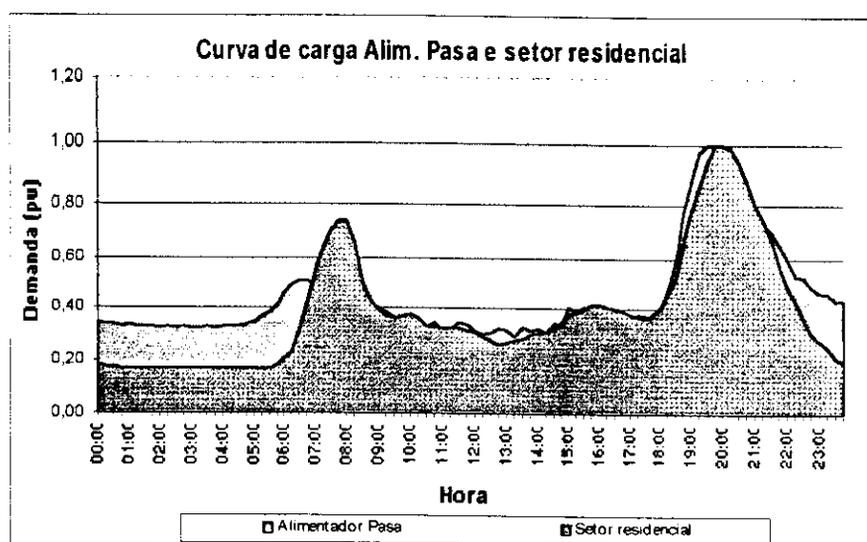
Na figura do alimentador Miraflores e o setor residencial, existe muita variação na curva, deve-se a que o setor é urbano e o consumo de energia é residencial e comercial.

Para avaliar estes resultados utilizam-se testes estatísticos como: o erro médio o desvio padrão. O erro máximo admissível deve ser definido, neste caso considera-se mais ou menos 20%. O desvio padrão mede o ajuste dos dados de duas curvas entre as curvas medidas dos alimentadores Pasa e Miraflores, com a curva do setor residencial em P.U. Os valores obtidos é de 20,57% e de 20,6% respectivamente. O desvio médio para o alimentador Pasa e setor residencial é de 15,02%; e para o

alimentador Miraflores com o setor residencial é de 14,95%. (Os dados para obter os desvios estão no anexo F).

Figura 3.2

Curvas de carga dos alimentadores e setor residencial de Ambato



3.3.4 Integração dos resultados da análise, pesquisa e medições

Uma vez feita a análise sobre os estudos de INECEL, consumos médios de eletricidade, estudos climatológicos das cidades de Ambato e Cuenca, e além, da comparação com um alimentador da rede de distribuição nos itens anteriores deste capítulo. E sendo o objetivo principal de adaptar as curvas de carga da cidade de

Cuenca para a cidade de Ambato, pode-se concluir que é viável fazer isso devido aos seguintes aspectos analisados.

- As duas cidades apresentam aspectos geográficos e meteorológicos similares como: altitude, temperatura, umidade, etc.
- Ambas são consideradas cidades médias no Equador, pelo número de habitantes e pela economia das duas Províncias.
- Com base nos dados obtidos nas companhias elétricas fornecedoras de energia para as duas regiões, E.E.A.S.A.RCN para Tungurahua e E.E.R.C.S para Azuay, conclui-se que os usuários possuem características de consumo de energia médio, hábitos de consumo, etc., similares.
- E por último fazendo uma comparação com um alimentador primário que fornece energia para a maioria dos usuários residenciais de Tungurahua, conclui-se que as curvas de carga possuem as mesmas características.

3.4 CARACTERIZAÇÃO DA CURVA DE CARGA DE AMBATO

Analisando o consumo de energia do setor residencial na área de concessão da E.E.A.S.A.RCN., pode-se notar que em dezembro de 1997 ocorreu um consumo de 8.887,8 MWh como total de usuários é de 100.448, o consumo médio mensal foi de 88,48 kWh/mês no setor residencial, indicando o baixo desenvolvimento social e econômico no qual vive a província. Uma justificativa para este fator pode ser dada pelo fato da província de Tungurahua ser a mais eletrificada do Equador, com 93%, e apresentar no estrato 1 consumo médio de 18,94 kWh/mês/usuário e possuir 44.575 usuários equivalente a 44,4% do total de usuários, os demais estratos tem valores aceitáveis de consumo médio de energia elétrica.

Na tabela 3.11, são apresentados os valores de consumo de energia elétrica por estrato, sendo a distribuição a seguinte: o estrato 2 possui o maior consumo 4.908,31 MWh (55,2%), em segundo lugar encontra-se o estrato 3 com 2.658,81 MWh (29,9%), em terceiro lugar o estrato 1 com 844,26 MWh (9,5%), e por último o estrato 4 com 476,42 MWh (5,4%). No que diz respeito a quantidade de usuários o estrato 2 tem a maior parcela com, 45.653 (45,4%) e segue o estrato 1 com 44.575 (44,4%), estes dois estratos possuem 89,8% dos usuários.

Tabela 3.11

Consumo de energia elétrica por estrato, ano de 1997

Estrato	E.E.A.S.A.RCN.				Consumo médio (kWh/mês/usuário)
	Consumo (MWh)		Usuários		
Estrato 1	844,26	9,5%	44.575	44,4%	18,94
Estrato 2	4.908,31	55,2%	45.653	45,4%	107,51
Estrato 3	2.658,81	29,9%	9.550	9,5%	278,41
Estrato 4	476,42	5,4%	670	0,7%	711,08
Total	8.887,80	100%	100.448	100%	88,48

Fonte : E.E.A.S.A.RCN., consumo por frequências, dezembro de 1997

Tabela 3.12

Porcentagem de consumo de energia elétrica por estrato e por uso final na E.E.A.S.A.RCN

TIPO DE USO	Porcentagem (%)			
	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4
Refrigeração	32,98	44,22	37,14	19,5
Rádior/TV	11,26	10,97	13,48	4,82
Outros	5,23	8,14	11,12	10,06
Iluminação	36,09	18,54	17,82	21,19
Preparação Alimentos	1,4	2,78	7,31	10,98
Aquecimento de Água	13,04	15,35	13,13	33,45
Total	100	100	100	100

Fonte : INECEL-LOGOS CONSULTORES, cidade Cuenca, 1991.

3.5 ANÁLISE DE CONSUMO DE ELETRICIDADE NO SETOR RESIDENCIAL DE AMBATO.

Tomando os dados de porcentagem de consumo de energia por uso final obtidos na tabela 3.12, o maior consumo no estrato 1 é a iluminação, nos estratos 2 e 3 é a refrigeração e no estrato 4 é o aquecimento de água. Estes valores são utilizados o cálculo dos consumos de energia mensais.

O consumo médio mensal por usuário, estrato e uso final pode ser observado na tabela 3.13a, sendo os consumos médios de 18,94 kWh/mês no estrato 1; 107,51 kWh/mês no estrato 2; 278,41 kWh/mês no estrato 3 e 711,07 kWh/mês no estrato 4.

Tabela 3.13a

**Consumo médio mensal por estrato e uso final
da cidade de Ambato**

TIPO DE USO	Consumo kWh/mês			
	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4
Refrigeração	6,25	47,54	103,40	138,66
Radio/TV	2,13	11,79	37,53	34,27
Outros	0,99	8,75	30,96	71,53
Iluminação	6,84	19,93	49,61	150,68
Preparação Alimentos	0,27	2,99	20,35	78,08
Aquecimento de Água	2,47	16,50	36,56	237,85
Total	18,94	107,51	278,41	711,07

Fonte : Elaboração do Autor

Na tabela 3.13b, mostra-se a distribuição de consumo médio por estrato e por uso: no estrato 1, primeiro vem a iluminação com 304,69 MWh/mês (36,09%), em segundo a refrigeração com 278,44 MWh/mês (32,98%), em terceiro o aquecimento de água com 110,09 MWh/mês (13,04%), e depois o uso de Radio/TV, outros e cocção de alimentos. No estrato 2, primeiro vem a refrigeração com 2.170,45 MWh/mês (44,22%), segundo a iluminação com 910 MWh/mês (18,54%), em terceiro é aquecimento de água com 753,43 MWh/mês (15,35%), em quarto Radio/TV com

507,11 (10,69%), e depois outros usos e cocção de alimentos. No estrato 3, primeiro vem a refrigeração com 987,48 MWh/mês (37,14%), em segundo a iluminação com 473,8 MWh/mês (17,82%), em terceiro a Radio/TV com 358,41 MWh/mês (13,48%), em quarto o aquecimento de água com 349,1 (13,13%), e depois o uso da outros e cocção de alimentos. No estrato 4, em primeiro lugar o aquecimento de água com 159,36 MWh/mês (33,45%), em segundo a iluminação com 100,95 MWh/mês (21,19%), em terceiro a refrigeração com 92,9 MWh/mês (19,5%), quarto é preparação de alimentos com 52,31 (10,98%), e depois Radio/TV o uso de outros.

Tabelas 3.13b

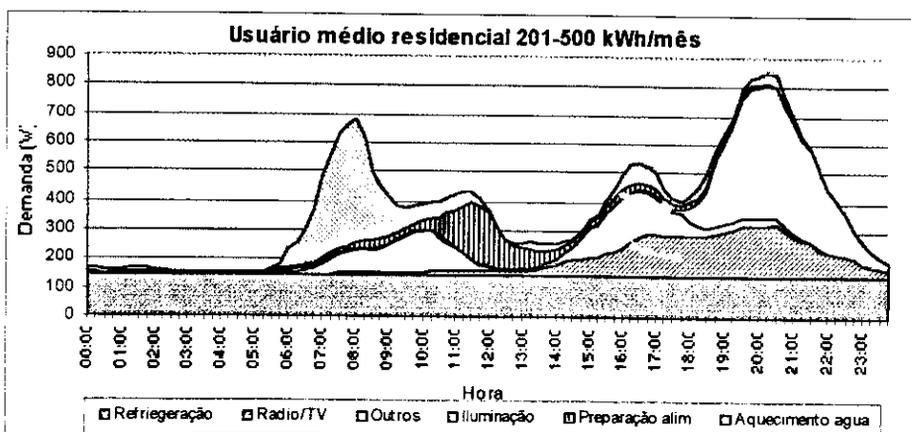
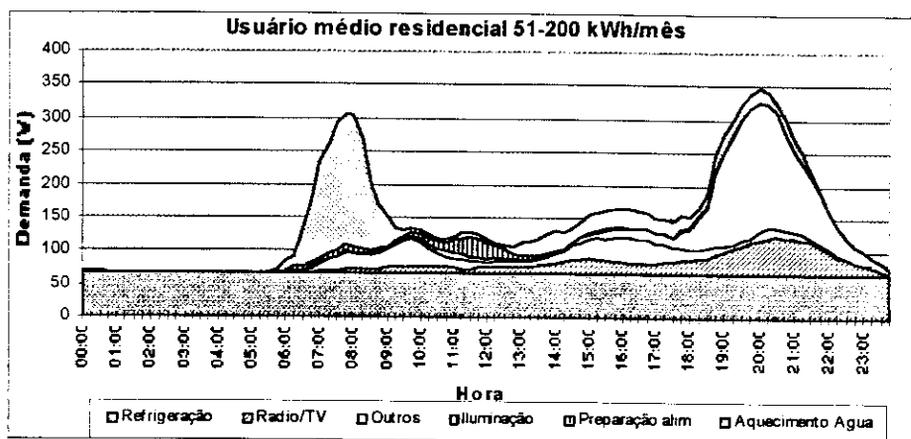
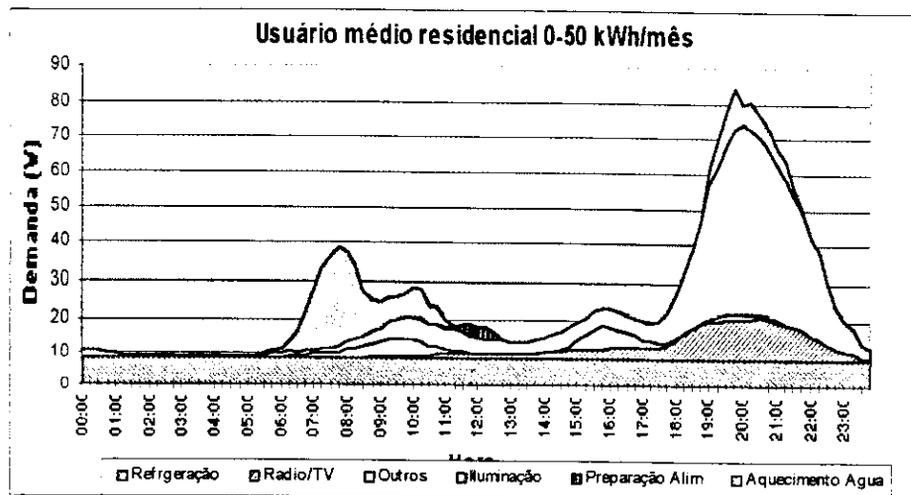
Consumo elétrico mensal por estrato e uso da cidade de Ambato

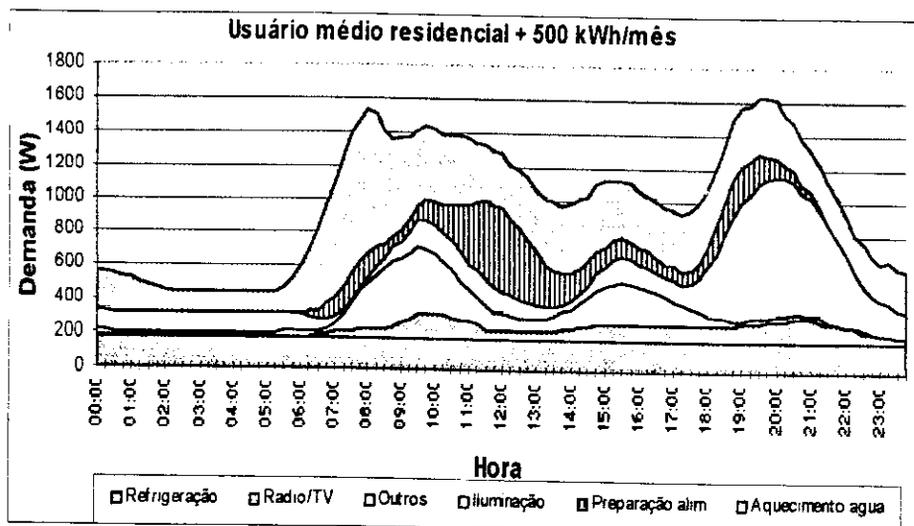
TIPO DE USO	Consumo MWh/mês				
	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Total
Refrigeração	278,44	2.170,45	987,48	92,90	3.529,28
Radio/TV	95,06	538,44	358,41	22,96	1.014,88
Outros	44,15	399,54	295,66	47,93	787,28
Iluminação	304,69	910,00	473,80	100,95	1.789,45
Preparação Alimentos	11,82	136,45	194,36	52,31	394,94
Aquecimento de Água	110,09	753,43	349,10	159,36	1.371,98
Total	844,26	4.908,31	2.658,81	476,42	8.887,80

Fonte : Elaboração do Autor

Na figura 3.3 são apresentadas as curvas de carga obtidas para a cidade de Ambato (ver mais detalhado Anexo G), nas que observa-se a existência de dois horários de ponta: pela manhã de 6:45 às 8:15 e à noite 18:30 às 21:00, sendo a demanda máxima coincidente às 19:30; a seguir analisa-se cada um dos usos que influem no pico da demanda, utilizando os dados da caracterização da curva de Ambato, especificamente de iluminação, refrigeração e aquecimento de água. Já para o consumo de energia de Radio/TV, preparação de alimentos e outros não possuem consumos representativos na hora de maior demanda (ponta), não serão analisados.

Figura 3.3





3.5.1 Iluminação

Ocorre na hora da ponta, da noite de 18:00 a 22:00 horas em todos os estratos, sua demanda coincidente por usuário/dia às 19:30 é de 49,9 W (61,12%) no estrato 1, 185,47 W (55,6%) no estrato 2, 415,35 W (52,4%) no estrato 3, e 798,84 W (48,87%) no estrato 4. O consumo médio diário é de 0,23 kWh estrato 1; 0,66 kWh estrato 2; 1,65 kWh estrato 3; e 5,02 kWh no estrato 4. Tem uma média de consumo de potência coincidente de 360 W, que corresponde ao consumo simultâneo de 4 lâmpadas de 90W ou 6 de 60 W.

De acordo com a pesquisa feita pelo INECEL, a maioria dos consumidores possui lâmpadas incandescentes, que variam por estrato, de 6 a 13, em média 7. As lâmpadas fluorescentes variam de 0,21 a 1,1 com uma média de 0,5.

3.5.2 Refrigeração

A refrigeração representa o maior consumo de energia, com o 39% do total residencial. O consumo diário é 0,208 kWh no estrato 1; 1,59 kWh no estrato 2; 3,447 kWh no estrato 3; e 4,622 kWh no estrato 4. O fator de carga de 100% é devido a sua utilização todos os dias.

O maior consumo se encontra no estrato 2 com 2.170,45 MWh e na tabela 3.12b se apresentam os consumos médios por estrato e por usuário variando de 6,25 kWh/mês, no estrato 1 a 138,66 kWh/mês no estrato 4.

3.5.3 Aquecimento de Água

Os hábitos de consumo dos habitantes se apresentam nos dois picos da curva, da manhã às 7:30 e à noite às 17:30, não existe muita penetração para o uso aquecedores a gás no estrato 1, está próxima do 6%, a maior penetração para acumuladores de energia é 45,76% no estrato 3, e acumulador a gás do 23,7%.

O consumo de energia diário no estrato 1 é de 82 Wh, no estrato 2 é de 550 Wh, no estrato 3 é de 1.219 kWh e no estrato 4 é de 7.928 kWh. A demanda coincidente no período da manhã 7:30 horas é: estrato 1 com 25,3 W; estrato 2 com 190,5 W; estrato 3 com 398 W; e no estrato 4 com 845 W; e os dados na noite (19:30 horas), para o estrato 1 com 9,76 W, no estrato 2 com 21,17 W, no estrato 3 com 11,53 W e no estrato 4 com 341,77 W.

3.6 ANÁLISE DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NO SETOR DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

O setor de Iluminação Pública é importante no consumo da energia elétrica na E.E.A.S.A.RCN., a evolução do consumo pode ser observada na tabela 3.14, para os anos compreendidos entre 1989 até 1997.

A porcentagem média de crescimento foi de 7,05% anual, a demanda foi de 3,9 MW. Encontrasse na província de Tungurahua o maior número das lâmpadas, com um consumo de 3,34 MW e na província de Pastaza 0,56 MW e o consumo de energia na empresa para o ano foi de 19,5 GWh (8,45% do total da energia consumida) no ano 1997

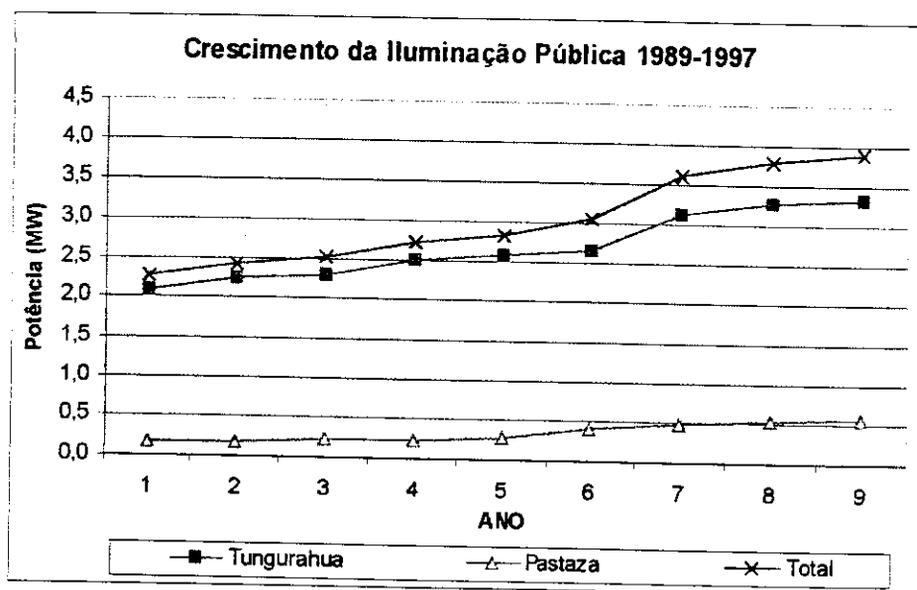
Tabela 3.14
 CARACTERÍSTICAS DO CRESCIMENTO DA I.P.

ANO	TUNGURAHUA		PASTAZA		TOTAL	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
1989	2,09		0,18		2,27	
1990	2,23	6,7	0,19	5,6	2,42	6,6
1991	2,30	3,1	0,22	15,8	2,52	4,1
1992	2,49	8,3	0,22	0,6	2,71	7,5
1993	2,56	2,8	0,27	22,7	2,83	4,4
1994	2,65	3,5	0,41	51,9	3,06	8,1
1995	3,13	18,1	0,48	17,1	3,61	18,0
1996	3,27	4,5	0,53	10,4	3,80	5,3
1997	3,34	2,1	0,56	5,7	3,90	2,6

Fonte: Dpto. Operação e Manutenção E.E.A.S.A.RCN

A seguir na figura 3.4, apresentasse o crescimento da iluminação pública com os dados da tabela 3.14.

Figura 3.4



Os valores das perdas de potência nos reatores utilizados na empresa e que serão utilizados para uma análise posterior, estão contidos na tabela 3.15.

Tabela 3.15

CARACTERÍSTICAS DOS REATORES EM I.P.

TIPO DE LÂMPADA	POTÊNCIA (W)	REATOR (W)	POT. TOTAL (W)
Vapor de Hg	125	11	136
	175	20	195
	250	22	272
Vapor de Na	70	8	78
	100	10	110
	150	18	168

Fonte: Dados da pesquisa

CAPITULO IV

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLEMENTAÇÃO DE TECNOLOGIAS EFICIENTES EM ILUMINAÇÃO

4.1 ANÁLISE TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema de distribuição tem importância fundamental dentro do contexto do sistema elétrico, não só pelo volume de investimentos que ele exige, como também pela sua elevada responsabilidade na qualidade do serviço prestado ao consumidor.¹⁸

Em distribuição é imprescindível fazer o planejamento, de forma a atingir o crescimento da carga com níveis de qualidade de serviço, procurando otimizar os recursos financeiros disponíveis que são relativamente escassos. A qualidade de fornecimento é definida por parâmetros como: níveis de tensão, continuidade de fornecimento, faixa de frequência e distorção harmônica.

Os equipamentos e processos de alta eficiência energética apresentam características de custos elevados de aquisição, que é compensado pelo menor consumo de energia e estas tecnologias devem ter uma oferta de energia elétrica adequada.

Na análise do sistema elétrico da E.E.A.S.A., pode-se ver que a oferta de energia é dependente do S.N.I., já que não possui geração própria considerável, isto faz com que se originem freqüentes interrupções e racionamentos, quando se apresentam problemas na geração de energia do S.N.I., devido a falta de vazão nas hidrelétricas ou outros problemas.

¹⁸ Planejamento de Sistemas de Distribuição. Eletrobras. V1. 1986

4.1.1 Níveis de Tensão

Os níveis de tensão variam em certos setores das províncias de Tungurahua e Pastaza, devido ao fato de que não existem padrões de medições de tensão dos diferentes transformadores pelo que se vê há necessidade de implementar um programa para manter a qualidade de serviço de acordo com a norma.

É evidente que para o fabricante de novas tecnologias, o ideal seria que a concessionária mantivesse uma faixa de variação entre as tensões máximas e mínimas, a mais estreita possível, já que suas tecnologias como as lâmpadas fluorescentes compactas possuem uma faixa de tensão padrão para seu funcionamento.

4.1.2 Continuidade de serviço das redes de distribuição

A continuidade deve ser avaliada através de índices numéricos, que deverão refletir as características da carga atendida. Estes valores são utilizados nas empresas elétricas como valores de referência para processos de decisão envolvidos nos projetos de planejamento, construção, operação e manutenção do sistema de distribuição. A seguir, são dadas definições dos termos relacionados com continuidade de serviço.

Falha

É todo evento que produz a perda da capacidade de um componente ou sistema, levando a condições de operação inadmissíveis.

Tempo de falha

É o tempo médio durante o qual as instalações permanecem em serviço entre duas falhas, e pode ser expressa pela equação 4.1:

$$m = \frac{1}{\lambda} \quad (\text{eq. 4.1})$$

Onde:

λ = taxa de falha

m = tempo médio

Segurança de serviço

Refere-se às características de um sistema que permite a restauração do fornecimento de energia elétrica de uma parte ou da totalidade dos consumidores, sem que seja necessário realizar primeiramente serviços de reparo.

Tempo de restabelecimento do sistema

É o período transcorrido desde o desligamento do circuito até a reenergização do mesmo; é composto dos seguintes tempos:

- **Tempo para conhecimento de falha**, o tempo transcorrido para conhecer a falha.
- **Tempo de reparação**, é o tempo requerido para obtenção dos recursos necessários para dar início aos trabalhos de localização da falha.
- **Tempo de localização**, o tempo transcorrido desde o deslocamento até as proximidades da falha e a execução de testes e transferências de carga com a finalidade de localizar precisamente a mesma.

Confiabilidade

A designação confiabilidade deve ser interpretada como a característica do sistema que quantifica por meio de índices numéricos (também denominados operativos), seu desempenho passado ou estimativas futuras.

Indisponibilidade

É a parcela de tempo em que determinado componente fica fora de operação, num período de tempo considerado, é dado pela expressão:

$$D = 1 - C \quad (\text{eq. 4.2})$$

Onde:

C = confiabilidade

D = Indisponibilidade

4.1.3 Análises das redes de distribuição

No ano de 1996, realizou-se o estudo da análises do sistema elétrico da empresa, no que corresponde à primários de distribuição, orientando-se por um lado a para verificar sua condição atual, e por outro , para o planejamento de sua evolução em função das demandas de potência e energia que se apresentam no futuro, com o propósito de manter as condições de operação e oferta do serviço dentro dos limites técnicos aceitáveis.

O estudo cobre a área de concessão da Empresa, as Províncias de Tungurahua e Pastaza, e distrito Palora de Morona Santiago no que diz respeito a redes aéreas. Quanto a redes subterrâneas, o setor central-comercial da cidade de Ambato, que ano 1997 iniciou sua construção, não foi considerado no estudo.

A informação utilizada é a disponível nos departamentos de Planificação e de Operação e Manutenção no concernente a:

- Configuração de alimentadores primários.
- Curvas típicas de carga anuais de alimentadores primários.
- Base de dados de transformadores de distribuição.

4.1.3.1 Atualização da Informação das redes primárias

A atualização da informação em relação a trajeto dos alimentadores compreende basicamente o seguinte:

- Incremento dos ramais monofásicos e trifásicos, pontos de seccionamento, troca de calibres de condutores, etc.

- Incremento, troca e realocização dos centros de transformação.
- Recolhe-se esta informação no volumes de projetos.

Estas atualizações devem ser mantidas anualmente para obter a informação necessária no que diz respeito a níveis de tensão, projeção da demanda, usuários, equipamentos, etc..

4.1.3.2 Análise atual das redes primárias de distribuição

A análise se realizou com a utilização do Programa: Sistema Computacional para Análises de Primários - SICAP, que determina a condição operativa presente e futura dos alimentadores primários de distribuição; os resultados que este software proporciona são os seguintes:

- Quedas de tensão em cada seção e nó.
- Máxima queda de tensão.
- Perdas de potência.
- Perdas de energia.
- Carga instalada.
- Distribuição da carga.

Para destinar a carga em cada centro de transformação teve-se considerado a distribuição uniforme da demanda do alimentador em função da potência de cada transformador, de tal forma que o erro ao determinar o fluxo de potência seja mínimo. É necessário indicar que os resultados devem aproximar-se da melhor forma com os dados da demanda máxima em cada centro de transformação que lamentavelmente não se dispõem, razão pela qual optou-se pela metodologia anteriormente descrita.

Além de ter valores de tensões medidas nas barras de cada subestação e para a obtenção dos resultados de perdas de energia é necessário determinar os valores do fator de carga atual e projetado em cada alimentador.

4.1.3.3 Apresentação do Análise de Resultados

Os resultados da aplicação do SICAP são apresentados em detalhe, para todos os alimentadores primários do sistema elétrico da empresa; e destes resultados se obtém um resumo das quedas de tensão, perdas, carga máxima, longitude, etc. de cada um deles. Estes valores encontram-se no anexo H.

Considera-se que se pode aceitar quedas de tensão de até 8% (de acordo as guias de desenhos de projetos da empresa) nos primários, e depois de fazer a análise dos resultados observa-se que os alimentadores que possuem maiores problemas quanto à tensão, são os seguintes:

S/E Batán:	Alimentador Central: 7,68%
S/E Batán:	Alimentador Pérez de Anda: 9,28%
S/E Huachi:	Alimentador Pasa: 24,48%
S/E Atocha:	Alimentador Av. as Américas: 14,37%
S/E Montalvo:	Alimentador Quero-Cevallos: 11,47%
S/E Samanga:	Alimentador Pillaro: 17,38%
S/E Puyo:	Alimentador Circunvalação: 9,06%
S/E Puyo:	Alimentador Tarqui – Palora: 13,46%

Estes resultados significam que os alimentadores assinalados anteriormente devem ser atendidos de forma imediata com a finalidade de recuperar suas condições técnicas.

Fazendo uma análise das quedas de tensão para o ano 2000, se obteve que os alimentadores que requerem atenção no futuro são os seguintes:

S/E Pelileo: Alimentador Pelileo: 9.74 %

S/E Pelileo: Alimentador Patate: 10.95 %

4.1.3.4 Planejamento da rede primária

Depois de obter as condições do sistema primário no ano inicial do período analisado, se procede a análise do mesmo sistema nas condições de demanda que se espera no ano horizonte, isto é no ano de 2008.

Os resultados das quedas de tensão do SICAP, no ano horizonte, apresentam-se no Anexo H. Da análise dos resultados (quedas de tensão de até 24 %), deduz-se que o sistema deve ser reconicionado em vários de seus componentes, pelo que analisam-se as seguintes possibilidades:

Ações para melhorar os níveis de tensão e redução das perdas técnicas

Determinados os resultados do fluxo de potência para cada alimentador primário no período 1996 - 2006, observa-se que deverão ser realizadas medidas corretivas nos primários por excessivos valores de queda de tensão e perdas de energia, ocasionados pelo níveis de tensão não adequados para as determinadas condições da demanda (alimentadores a 4.16 kV.), ou aqueles alimentadores excessivamente longos no seu trajeto monofásico (alimentadores da zona rural), pelo que realiza-se a análise das seguintes alternativas de solução:

- Aumento do calibre nos principais ramais dos alimentadores.
- Aumento do número de fases; especialmente os monofásicos ou bifásicos para trifásicos.
- Equilíbrio da carga, na rede secundária.

- Reconfiguração de alimentadores.
- Instalação de capacitores.

As obras consideradas no orçamento correspondente ao período 2001 - 2006 (anexo I), são as que se devem executar a fim de manter os níveis operativos adequados nos alimentadores, pelo crescimento próprio da demanda.

Os programas de execução de obras são indicadas no orçamento de obras no período 1997 - 2000; pois são as que requerem atenção imediata com o objetivo de recuperar as condições operativas adequadas dos alimentadores respectivos num curto prazo.

4.2 FATORES QUE INTERVÉM NAS ANÁLISES ECONÔMICAS

O PIR foi desenvolvido no contexto norte-americano dos monopólios das companhias elétricas privadas, reguladas a níveis estadual e federal, compelidas por suas comissões reguladoras a adotar o PIR para identificar e captar o potencial de melhoria de eficiência energética que poderia ser obtida a custos menores que os custos de geração. As medidas devem ser implementadas pela companhias elétricas através de programas de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD)¹⁹.

Com estes programas GLD, a energia pode ser conservada e a demanda máxima reduzida através de procedimentos que não requerem grandes investimentos por parte das concessionárias. Em muitos casos as tecnologias mais eficientes implementadas nos processos requerem um alto custo de investimento, e é necessária uma metodologia que permita uma avaliação financeira dos custos efetivos do investimento inicial. O custo efetivo vai depender da vida útil do investimento, da quantidade de energia economizada, e de um fator que indique no futuro um investimento no presente.

¹⁹ Centro de excelência em distribuição de energia elétrica. PIR, análise preliminar. SP, 1994.

Uma avaliação financeira do investimento com nova tecnologia que é feita pela concessionária, deve estimar seus gastos de geração, transmissão e distribuição, por que cada kWh não consumido corresponde a um investimento evitado.

4.2.1 Preços da eletricidade

Os preços de eletricidade em muitos países em desenvolvimento tem uma estrutura geral com diferentes tarifas, para diferentes consumidores. O Equador não é a exceção e a estrutura é usada como um instrumento político para compensar a distribuição desigual da riqueza, dando subsídios aos consumidores dos estratos 1 e 2. A manutenção por períodos longos das tarifas elétricas abaixo do custo real, pode trazer como consequência déficit financeiro deste setor.

O investimento que realiza a concessionária geradora, para produzir um kWh, deve ser remunerada pelo custo da tarifa elétrica e reajustada adequadamente no transcurso do tempo.

A seguir, dá-se os valores do preço médio da eletricidade²⁰ segundo os estratos que a empresa fixa cada mês no consumo de energia no setor residencial e iluminação pública, os quais são utilizados na análise econômica. Estes valores são dados em US\$, utilizando a taxa de câmbio de 1 US\$ = 4,900 sucres (março 1998).

<u>Descrição</u>	<u>Preço médio da eletricidade (US\$)</u>
Estrato 1	0,004 US\$
Estrato 2	0,017 US\$
Estrato 3	0,036 US\$
Estrato 4	0,061 US\$
Iluminação P.	0,053 US\$

²⁰ Preços médios obtidos com base as tarifas elétricas (elaboradas pelo INECEL) adotada pela E.E.A.S.A., que são apresentados no capítulo II, tabela 2.3.

4.2.2 Taxa de Desconto

A taxa de desconto é usada para comparar os benefícios e custos resultantes de um investimento ocorrendo em períodos distintos, que leva a uma melhoria de eficiência energética ou redução da demanda. Uma taxa de desconto real pode ser definida ajustando a taxa de desconto nominal com a inflação.

$$d = \frac{1 + d'}{1 + i} - 1 \quad (\text{eq. 4.3})$$

onde:

d = taxa de desconto real

d' = taxa de desconto nominal

i = taxa de inflação

Não se pode ter uma taxa de desconto uniforme, já que são aplicadas diferentes taxas de descontos nos fluxos de custos e benefícios.

Uma taxa de desconto mais baixa pode ser adotada pelas companhias elétricas, a mesma utilizada para avaliar investimentos em geração de energia, por exemplo, fará que os investimentos em eficiência energética tenham um retorno mais rápido, quando comparados com o caso dos investimentos das mesmas medidas realizadas pelos consumidores. Diferentes taxas de desconto reais são usadas nas decisões de investimentos, por exemplo: 6% em USA e Suécia; 12% em Tailândia; Brasil e Jamaica, estas taxas são mais baixas que as taxas da indústria privada, representando um retorno garantido dos investimentos. No presente estudo se utilizará uma taxa de 12%.

4.2.3 Preços dos Equipamentos

Os preços dos equipamentos com tecnologias eficientes, têm variação de acordo com o país, resultando estas diferenças dos custos de importação. Além disso, estes

preços variarem com o fabricante, já que na atualidade existem várias companhias dedicadas à construção dos equipamentos. Então para definir que tipo e marca do equipamento a utilizar, vai depender da análise, tomando como referência o aspecto técnico e econômico.

Para este estudo utiliza-se preços médios de venda no mercado: as lâmpadas fluorescentes compactas com um preço de US\$ 11,5 e para iluminação pública o preço total, para lâmpada de vapor Na-70 um valor de US\$ 50,0; vapor de Na-100 a um preço de US\$ 79,6; e para vapor de Na-150 a um valor de US\$ 86,1.

Não são analisados os preços de outros equipamentos como geladeiras, chuveiros elétricos, pois este estudo visa trabalhar apenas com a troca só das lâmpadas incandescentes no setor residencial e de vapor de mercúrio no setor de iluminação pública, considerando a possibilidade que a companhia elétrica faça a inversão nas lâmpadas fluorescentes compactas e depois seja recuperada na planilha da tarifa elétrica.

4.2.4 Vida útil dos Equipamentos

As novas tecnologias têm uma vida média (quantidade de horas média que transcorrem até a falha de um grupo de equipamentos), superior as das tecnologias comuns, por exemplo nas lâmpadas incandescentes tem 1.000 horas e as fluorescentes compactas mais de 9.000 horas.

A vida útil dos equipamentos usados na iluminação pública é estimada com base na pesquisa feita em outras concessionárias do Equador, sendo a vida média de 13.500 horas, e para os reatores e ignitores 20.000 horas.

4.2.5 Figuras de Mérito

A metodologia apresentada neste trabalho utiliza para a avaliação econômica das alternativas envolvidas, os seguintes parâmetros:

Fator de Recuperação do Capital (FRC)

É utilizado para representar o valor anualizado durante n anos, para uma determinada quantidade no presente.

$$\text{FRC (d,n)} = \frac{d}{1 - (1+d)^{-n}} \quad (\text{eq. 4.4})$$

onde:

d = taxa de desconto real

n = número de períodos

Tempo Simples de Retorno (TSR)

Este é um dos mais conhecidos e de fácil utilização, não leva em consideração o valor temporal do dinheiro. É a relação entre o investimento inicial adicional para conservação e o custo da energia conservada no primeiro ano. Representa os tempos simples onde recupera o valor do investimento inicial na conservação de energia.

$$\text{TSR} = \frac{(\text{CE} - \text{CC})}{\text{TE} (\text{EC} - \text{EE})} \quad (\text{eq. 4.5})$$

onde:

CE = Custo (investimento inicial) da tecnologia eficiente

CC = Custo de tecnologia convencional

TE = Tarifa de energia

EE = Consumo anual de energia com tecnologia eficiente

EC = Consumo anual de energia com tecnologia convencional

Para as concessionária de energia, que obtém como retorno de seus investimentos apenas a redução de energia consumida:

$$TSR_E = \frac{(CE - CC) * (1 - p)}{PE (EC - EE)} \quad (\text{eq. 4.6})$$

onde:

PE = Custo da produção de energia

p = perdas de transmissão e distribuição

Taxa Interna de Retorno (TIR)

É o valor da taxa de desconto para o qual as duas alternativas de investimentos têm o mesmo valor presente

Custo de Energia Conservada (CEC)

É o custo efetivo do investimento expresso como o custo equivalente desse investimento por unidade de energia conservada. Foi desenvolvida para análises de investimentos em conservação de energia. É calculado dividindo o custo adicional inicial da alternativa eficiente pela economia de energia anual.

$$CEC = \frac{FRC(d,n) * CE - FRC(d,m) * CC}{EC - EE} \quad (\text{eq. 4.7})$$

Para a concessionária de energia, tem-se:

$$CEC = \frac{(FRC(d,n) * CE - FRC(d,m) * CC) * (1 - p)}{EC - EE} \quad (\text{eq. 4.8})$$

Onde:

n, m = número de períodos tecnologia comum, m ≠ n em geral.

Custo do Ciclo de Vida (CCV)

É o valor presente de todas as receitas e despesas relacionadas com essa alternativa. Inclui-se o investimento inicial, os custos de operação e manutenção e custo pelo consumo de energia e instalação.

$$CCV = C + \frac{TE * E}{FRC(d,n)} \quad (\text{eq. 4.9})$$

Para a concessionária de energia:

$$CCV = C + \frac{PE * E}{FRC(d,n) * (1 - p)} \quad (\text{eq. 4.10})$$

onde:

C = Custo do investimento inicial

E = Consumo anual de energia

Custo do Ciclo de Vida Anualizado (CCVA)

É a soma do valor do investimento anualizado com o custo de energia anual (é o dispêndio anual de operação)

$$CCVA = CCV * FRC(d,n) \quad (\text{eq. 4.11})$$

ou também:

$$CCVA = FRC(d,n) * C + TE * E \quad (\text{eq. 4.12})$$

De tal forma que para a concessionária de energia, tem-se:

$$CCVA = C * FRC(d,n) + \frac{PE * E}{FRC(d,n) * (1 - p)} \quad (\text{eq. 4.13})$$

4.3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA COM NOVAS TECNOLOGIAS

A análise econômica consta do levantamento de todos os custos e investimentos associados nas alternativas com novas tecnologias ao longo do tempo projetado, e a determinação do seu valor total no investimento, atingindo todos os recursos materiais e humanos necessários na execução da inversão.

Para fazer esta inversão, deve-se realizar um plano estratégico na implementação das tecnologias eficientes. Estes planos estratégicos devem ter programas do PIR no lado da demanda.

No estudo para a demanda na E.E.A.S.A.RCN., propõem-se a trocar das lâmpadas incandescentes pelas fluorescentes compactas no setor residencial e a troca das lâmpadas de vapor de mercúrio pelas de vapor de sódio para iluminação pública, levando em consideração a análise dos aspectos técnicos, os cálculos feitos são detalhados nos anexos J e K.

4.3.1 Setor Residencial

Do estudo feito pelo INECEL-LOGOS CONSULTORES no ano 1991, se determina que as lâmpadas mais utilizadas são as incandescentes (92,4%) e fluorescentes comuns (7,6%). O número médio de lâmpadas incandescentes que possui cada usuário é o seguinte: no estrato 1 de 6, no estrato 2 de 7, no estrato 3 de 9 e no estrato 4 de 13, sendo a quantidade média de 7 lâmpadas incandescentes por usuário.

Analisando o consumo durante o dia, podemos ver que às 19:30 a demanda coincidente é para o estrato 1 de 49,9 W (61,12%), estrato 2 de 185,5 W (55,6%), estrato 3 de 415,4 W (52,4%) e no estrato 4 de 798,84 W (48,87%), atingindo mais de 70% da potência total da demanda em relação com os outros usos finais.

Como o primeiro passo é definir as premissas a utilizar, de acordo com a curva de carga, o horário de maior demanda no uso de iluminação é das 18:30 até as 22:30, pelo que se considera para a análise 4 horas de consumo. O tipo de lâmpada a ser trocada é a incandescente pelas fluorescentes compactas.

4.3.1.1 Tempo simples de retorno (TSR)

Este método é o mais simples, e na tabela 4.1 pode-se observar que os valores obtidos para os estratos 1 e 2 o retorno do investimento é superior a 40 e a 9 anos, respectivamente, sendo o estrato 4 apresenta um tempo de retorno menor com 2,7 anos e depois esta o estrato 3 que é de 4,6 anos.

Tabela 4.1

Tempo Simples de Retorno

TSR	Est 1	Est 2	Est 3	Est 4
Incandescente 60 W - FLC 15 W				
anos	41,5	9,8	4,6	2,7

Fonte: Anexo J

4.3.1.2 Avaliação econômica das lâmpadas Incandescentes e LFC

Na Tabela 4.2, apresentam-se os valores obtidos na avaliação econômica para a troca de lâmpadas incandescentes de 60W pela LFC de 15W.

Custo de ciclo de vida (CCV)

No estrato 1, as lâmpadas incandescentes e menor que as LFC, devido ao baixo custo da eletricidade. Nos estratos 2, 3, e 4 em cambio é maior que as LFC.

Custo do ciclo de vida anualizado (CCVA)

Como é diretamente proporcional ao CCV, as conclusões são as mesmas.

Custo de energia conservada (CEC)

O custo de energia conservada (CEC), é 16,6 US\$/MWh, comparada com o custo de energia na geração, o custo marginal médio de energia ao nível da rede secundaria é de 83 US\$/MWh, onde o custo de conservar energia é mais barato que gerar.

Custo de potência conservada (CPC)

O custo de potência conservada (CPC), é 186,2 US\$/kW, sendo muito menor do custo de construir uma usina elétrica.

Tabela 4.2

Análise dos resultados da troca de lâmpadas

	Est 1		Est 2		Est 3		Est 4	
	Incand	FLC	Incand	FLC	Incand	FLC	Incand	FLC
Incandescente 60 W - FLC 15 W								
Custo de eletricidade - VP (US\$)	1,98	0,49	8,41	2,10	17,82	4,45	30,19	7,55
CCV (US\$)	7,20	11,88	13,63	13,49	23,04	15,84	35,41	18,93
CCVA (US\$/ano)	1,27	2,10	2,41	2,39	4,08	2,80	6,27	3,35
CCVANE (US\$/ano)	0,92	2,02	0,92	2,02	0,92	2,02	0,92	2,02
Costo Energia Conservada	0,017 (US\$/kWh)							

Fonte: Anexo J

Taxa interna de retorno (TIR)

Nos estratos 1 e 2, com os dados obtidos pode-se concluir do ponto de vista dos consumidores, que não é possível fazer a implantação destas trocas especificamente pelo custo baixo do preço da eletricidade, visto que os preços são de 0,004 US\$ e 0,017 US\$ respectivamente, o custo de ciclo de vida das LFC é maior que as incandescentes, pelo que a taxa de retorno é negativa (o número infinito é negativo), o programa somente seria possível mediante subsídios viáveis porque o custo de gerar e superior de conservar. Nos estratos 3 e 4, é factível fazer estas mudanças já que o preço médio da eletricidade esta nos padrões do custo real da eletricidade e a taxa interna de retorno para o estrato 3 é 17,1 % e no estrato 4 é 37,8 %. Na tabela

4.3, pode-se observar os dados para a troca das lâmpadas incandescentes de 60 W pelas LFC de 15 W, os dados são apresentados no anexo J.

Tabela 4.3

Fluxo de Caixa - Troca Incand 60 W pela FLC 15 W

Ano	BALANÇO				# lâmpadas	
	Est 1	Est 2	Est 3	Est 4	Incand	FLC
0	-10,9	-10,9	-10,9	-10,9	1	1
1	0,86	1,72	2,97	4,61	2	1
2	0,86	1,72	2,97	4,61	3	1
3	1,46	2,32	3,57	5,21	5	1
4	0,86	1,72	2,97	4,61	6	1
5	1,46	2,32	3,57	5,21	8	1
6	0,86	1,72	2,97	4,61	9	1
7	-10,6	-9,8	-8,5	-6,9	10	2
8	1,46	2,32	3,57	5,21	12	2
9	0,86	1,72	2,97	4,61	13	2
10	1,46	2,32	3,57	5,21	15	2
TIR	α	-6,9%	17,1%	37,8%		

Fonte: Anexo J

α = número infinito

4.3.2 Setor de Iluminação Pública

A análise econômica para iluminação pública se fundamenta no estudo realizado por Muñoz J. P. (ver referência bibliográfica) sobre o uso eficiente de energia elétrica no setor de iluminação pública do Equador, na que se propõe a substituição de luminárias de vapor de mercúrio por vapor de sódio de alta pressão nas seguintes potências (econômico análise no anexo K)

- T1 Luminárias de vapor de Hg de 125 W por vapor de Na de 70 W.
- T2 Luminárias de vapor de Hg de 175 W por vapor de Na de 100 W.
- T3 Luminárias de vapor de Hg de 250 W por vapor de Na de 150 W.

Tempo simples de retorno (TSR)

Os tempos simples de retorno para as três alternativas são: para a troca T1 de 5,3 anos; a troca T2 de 5,4 anos e a troca T3 de 4,3 anos. No entanto, esta figura de mérito não é característica determinista na tomada de decisões.

Custo do ciclo de vida (CCV)

Observa-se na tabela 4.4, que o porcentagem maior é na troca T3, porque indica a diminuição de US\$ 583,7 até US\$ 404,2 das lâmpadas de Hg-250 e Na-150 respectivamente, o ganho é de US\$179,54; depois segue a alternativa T1 com uma eficiência de 21,1 % e um ganho de US\$ 62,1; e em terceiro lugar a troca T2 com uma eficiência de 13,3 % e um ganho de US\$.49,45

Tabela 4.4

Custo do Ciclo de Vida (CCV)

Troca	Vapor de Hg		Vapor de Na		Eficiência %	CDV(Hg) - CDV(Na) (US\$)
	Tipo	CCV (US\$)	Tipo	CCV (US\$)		
T1	125 W	294,5	70 W	232,4	21,1	62,1
T2	175 W	372,3	100 W	322,8	13,3	49,45
T3	250 W	583,7	150 W	404,2	30,8	179,54

Fonte : Elaboração do Autor

Custo do ciclo de vida anualizado (CCVA)

A análise do custo do ciclo de vida anualizado (CCVA), compara os equipamentos quando a vida útil dos equipamentos é diferente, e como é diretamente proporcional ao valor CCV do anterior ponto, as conclusões são as mesmas. Na tabela 4.5, apresentam-se os valores de eficiência e ganhos.

Tabela 4.5

Custo Durante a Vida Anualizado (CCVA)

Troca	Vapor de Hg		Vapor de Na		Eficiência	CDV(Hg) - CDV(Na)
	Tipo	CCVA (US\$)	Tipo	CCVA (US\$)	%	(US\$)
T1	125 W	52,1	70 W	41,1	21,1	10,99
T2	175 W	65,9	100 W	57,1	13,3	8,75
T3	250 W	103,3	150 W	71,5	30,8	31,78

Fonte : Elaboração do Autor

Custo do ciclo de vida anualizado não energéticos (CCVANE)

Na tabela 4.6, pode-se observar a eficiência e ganhos são negativas para as trocas T1 e T2, indicando que o custo da lâmpada de Hg é maior que a lâmpada de Na.

Tabela 4.6

Custo Durante a Vida Anualizado Não Energético (CCVANE)

Troca	Vapor de Hg		Vapor de Na		Eficiência	CDV(Hg) - CDV(Na)
	Tipo	CCVANE (US\$)	Tipo	CCVANE (US\$)	%	(US\$)
T1	125 W	20,3	70 W	21,9	(7,6)	-1,54
T2	175 W	22,0	100 W	30,2	(37,2)	-8,19
T3	250 W	41,6	150 W	32,1	22,8	9,49

Fonte : Elaboração do Autor

Custo de energia conservada (CEC)

O custo de energia conservada (CEC), é comparada com o custo de energia na geração, o custo marginal médio de energia ao nível da rede secundaria é de 83 US\$/MWh. Os valores de CEC na alternativa T1 é 6,4 US\$/MWh; na T2 é 24,9 US\$/MWh; e na T3 é -21,7 US\$/MWh¹⁹, são todos menores que o custo marginal.

¹⁹ O signo (-) indica que o custo inicial da lâmpada de Hg é maior que o custo da lâmpada de Na

Custo de Potência Conservada (CPC)

Este custo de potência conservada (CPC), para a troca T3 é (- 558 US\$/kW); na troca T1 é 159 US\$/kW e a alternativa T3 é 634 US\$/kW. As alternativas T3 e T1 são menores que o custo do investimento para a construção de usinas elétricas no Equador.

Os valores em US\$/kW-ano, são de 28 para T1; 112 para T2; e -99 para T3, que são menores que o custo marginal de potência a nível das redes secundárias cujo valor é 246,6 US\$/kW-ano. Com esta análise concorrem as três alternativas.

Taxa interna de retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (tabela 4.7), para a troca T1 é 75.6 %; na troca T2 é de 27,5%; e na troca T3 é infinito (positivo).

Tabela 4.7

TAXA INTERNA DE RETORNO												
Ano	Hg 125 - Na 70 (T1)			Hg 175 - Na 100 (T2)			Hg 250 - Na 150 (T3)			# lâmpadas		
	Fluxo de caixa		Balançaço	Fluxo de caixa		Balançaço	Fluxo de caixa		Balançaço	Hg	Na	
	Hg 125	Na 70		Hg 175	Na 100		Hg 250	Na 150				
0	88,5	103,8	-15,3	93,7	142,9	-49,2	197,6	151,6	46,0	1(R)	1(R)	
1	31,8	19,3	12,5	43,9	26,9	16,9	61,7	39,5	22,3	1(R)	1(R)	
2	31,8	19,3	12,5	43,9	26,9	16,9	61,7	39,5	22,3	1(R)	1(R)	
3	31,8	19,3	12,5	43,9	26,9	16,9	61,7	39,5	22,3	1(R)	1(R)	
4	41,6	34,8	6,8	58,8	46,7	12,0	78,7	60,2	18,6	2(R)	2(R)	
5	47,9	45,7	2,2	62,4	58,5	3,8	85,7	72,4	13,4	2(2R)	2(2R)	
6	31,8	19,3	12,5	43,9	26,9	16,9	61,7	39,5	22,3	2(2R)	2(2R)	
7	41,6	19,3	22,3	58,8	26,9	31,8	78,7	39,5	39,3	3(2R)	2(2R)	
8	31,8	34,8	-3,0	43,9	46,7	-2,9	61,7	60,2	1,6	3(2R)	3(2R)	
9	31,8	19,3	12,5	43,9	26,9	16,9	61,7	39,5	22,3	3(2R)	3(2R)	
10	53,1	45,7	7,4	62,4	58,5	3,8	85,7	72,4	13,4	3(3R)*	3(3R)	
TIR ==>			76%				27%				∞	

Fonte: Elaboração do Autor

* Para T1, usa-se 4 lâmpadas

∞ = número infinito

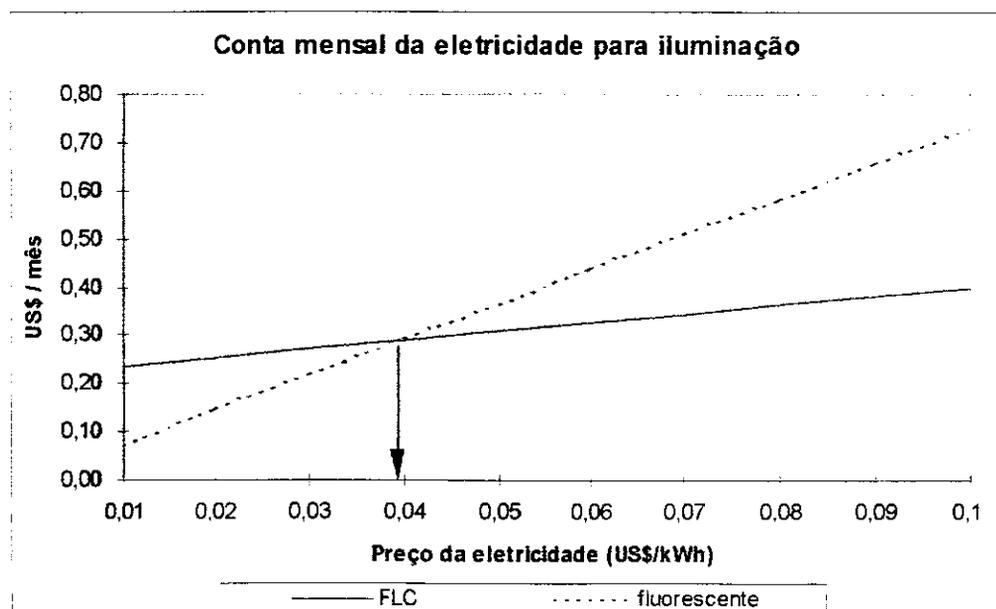
4.3.3 Análise de Sensibilidade

A análise da sensibilidade é feita para determinar a conveniência dos programas de conservação de energia, com base dos preços de eletricidade, taxas de desconto e outros fatores. (ver anexo L)

O preço vendido de energia elétrica pelo INECEL em 1998 à empresa elétrica Ambato, foi de 27,75 US\$/MWh para o primeiro bloco e 30,61 US\$/MWh o segundo bloco, e por energia térmica comprada a um valor de 84,14 US\$/MWh. O custo marginal situa-se em 83 US\$/MWh. A concessionária vende aos usuários com base no estrato da seguinte forma: Est1 a 4,0 US\$/MWh; Est2 a 17,0 US\$/MWh; Est3 a 36 US\$/MWh e para Est4 a 61,0 US\$/MWh, podendo observar os estratos mais altos subsidiam os estratos 1 e 2.

Analisando o preço de eletricidade no qual é factível fazer a troca das lâmpadas incandescentes pelas fluorescentes, pode-se ver na figura 4.1, que o preço de eletricidade deve superar os 40 US\$/MWh.

Figura 4.1



CAPITULO V

AVALIAÇÃO INTEGRADA DOS RECURSOS DE DEMANDA E OFERTA

Uma avaliação é a medida sistemática das operações e desempenhos dos programas. Estas avaliações estão interligados com as novas tecnologias, impactos ambientais e sociais, procurando o maior desempenho eficiente de cada uma delas, dependendo da mensuração objetiva, ao invés das impressões pessoais. (Hirst 1990)

Existindo na atualidade a necessidade de implementar o planejamento integrado de recursos – PIR, procurando a solução do suprimento de energia, redução das perdas de transmissão e distribuição, uso racional de energia, programas de conservação de energia com tecnologias eficientes, utilizando o critério do custo mínimo para o consumidor, distribuidor e sociedade.

5.1 FATOR DE CARGA DA CONSERVAÇÃO (FCC) E ÍNDICE DE EFETIVIDADE DE CUSTO (IEC)

A seguir define-se dois fatores importantes que permitem avaliar a oferta e demanda de energia:

Fator de Carga da Conservação : É a razão entre a carga conservada média anual e a carga conservada na ponta; onde a carga conservada média anual são os kWh conservados em um ano, e a carga conservada na ponta é a energia total conservada no tempo da demanda máxima.

$$FCC = \frac{\text{Demanda média anual economizada}}{\text{Demanda economizada na hora de ponta}} \quad (\text{eq. 5.1})$$

Onde, a demanda média anual economizada, é a economia de energia esperada pela medida de conservação adotada, dividido por 8.760 horas, com base nos dados

de medições ou de simulação horária. A demanda economizada no pico é função do perfil da carga da concessionária, da diversidade dos usos finais, e do fator de coincidência, na hora de ponta.

Índice de Efetividade de Custo (IEC)

Este índice permite uma comparação das medidas junto à curva de seleção de recursos, e é definido como:

$$IEC = \frac{CEC (FCC)}{CECS (F_c)} \quad (\text{eq. 5.2})$$

Onde:

CEC – é o custo da energia economizada para uma determinada medida, de acordo com FCC.

CECS é o custo de oferta de energia obtido através da análise na curva de seleção para oferta de energia em função do F_c equivalente ao FCC.

Cada medida avaliada através do cálculo do IEC serão efetiva, se este for menor do que unidade.

O cálculo do IEC possibilita uma análise mais precisa das opções de oferta de energia, já que este índice estabelece uma relação do custo para economizar e o custo para gerar um kW. Então, é definido como sendo o quociente entre o custo anual de um programa de conservação e o custo anual da tecnologia de geração mais econômica com $FCC = F_c$ (SAUER, I. L. e AVENDAÑO M. F. S., 1996). Podendo-se escrever da forma seguinte:

$$\text{Custo Anual por kW Economizado (\$/kW-ano)} = \frac{CEC * FCC * 8760}{1.000} \quad (\text{eq. 5.3})$$

$$IEC = \frac{\text{Custo Anual por kW Economizado (\$/kW-ano)}}{\text{Custo Total Anual de Geração (\$/kW-ano)}} \quad (\text{eq. 5.4})$$

5.2 PREVISÃO DA DEMANDA DE POTÊNCIA E ENERGIA ELÉTRICAS

Existem vários tipos de fontes de oferta de energia, usinas hidrelétricas que têm altos custos de investimento e custos de operação e manutenção mais baixos; usinas termelétricas que têm custos baixos de investimento e custos de operação e manutenção mais altos.

A empresa elétrica Ambato, possui duas usinas de geração: uma hidrelétrica com uma potência disponível de 2,8 MW (4,7%) e uma termelétrica com potência disponível de 4,7 MW (7,8%), complementando-se com a oferta do Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), de 52,5 MW (87.4%), a demanda máxima de potência foi de 58,9 MW, as perdas de 15,8%.

O Instituto Equatoriano de Eletrificação – INECEL, através da Direção de Planejamento e Tarifas, DIPLAT, atualizando o plano maestro de eletrificação para os anos 1996-2010, tomando em consideração a previsão da demanda, com base das perspectivas de crescimento demográfico, social e econômico do país, além, dos planos de conservação e uso racional da energia, redução de perdas de energia e políticas tarifárias.

O estudo considera dois cenários de crescimento da demanda, um baixo ou de menor crescimento econômico e outro alto ou de maior crescimento econômico, além de um programa de perdas de energia de distribuição que planeja passar de 19,7% ao 12% no ano 2010. Na tabela 5.1, se pode ver a previsão da demanda e de energia elétrica para os dois cenários de crescimento.

Tabela 5.1

PREVISÃO DA DEMANDA ELETRICA 1996 - 2010
Demanda de energia e potência, bornes do gerador

ANO	MAIOR CRESCIMENTO		MENOR CRESCIMENTO	
	GWh	MW	GWh	MW
1996	8.973	1.768	8.741	1.730
1997	9.446	1.850	9.075	1.792
1998	10.032	1.952	9.492	1.871
1999	10.639	2.057	9.904	1.948
2000	11.273	2.166	10.317	2.025
2001	11.981	2.288	10.777	2.111
2002	12.715	2.413	11.234	2.195
2003	13.468	2.539	11.679	2.278
2004	14.231	2.666	12.106	2.356
2005	15.027	2.797	12.530	2.433
2006	15.896	2.940	12.986	2.516
2007	16.857	3.099	13.495	2.609
2008	17.909	3.271	14.050	2.710
2009	19.013	3.451	14.619	2.814
2010	20.253	3.653	15.258	2.930

Fonte: INECEL - 1996

Para o cenário de maior crescimento elétrico, considera-se um crescimento médio do PIB de 5% durante o período 1996 - 2000 e de 6% para o período 2001 – 2010, com uma cobertura para a área urbana do 98% e de 65% da zona rural, para o ano 2010. No cenário de menor crescimento elétrico, estima-se um crescimento médio do PIB de 3% para o período de 1996 – 2000, e de 4% para o período de 2001 – 2010, com uma cobertura de 95,5% e 53,6% nas áreas urbana e rural respectivamente.

5.2.1 Plano de expansão da Geração

O novo plano de equipamento de geração para o período 1996 – 2010, foi baseado nos graves problemas que se apresentam no país pelo não cumprimento do plano anterior, obrigando o INECEL efetuar contratações emergentes de energia elétrica com empresas privadas. A alternativa para abastecer a demanda elétrica durante os próximos 15 anos, apresenta-se na tabela 5.2. Na atualidade o INECEL vai desaparecer como foi descrito no capítulo II, porém para ter referência sobre a oferta

Tabela 5.2

Plano de Expansão da Geração

EQUIPAMENTO	P. INSTAL (MW)	CUSTO (US\$/kW)
Usina a Gás - Diesell (1)	92	398
Usina a Gás Natural (2)	30	541
Usina a Vapor Trinitaria	125	1.241
Usina hidrelétrica Daule-Peripa	130	1.185
Usina hidrelétrica São Francisco	230	1.017
Usina ciclo combinado (gás golfo)	100	810
Usina hidrelétrica Apaquí	36	1.447
Usina hidrelétrica Paute - Mazar	180	1.975
Usina hidrelétrica Codo - Sinclair	432	1.164

Fonte : INECEL - DIPLAT 1996

5.2.2 Método da curva de seleção para minimizar os custos de geração

A eletricidade pode ser gerada utilizando vários tipos de tecnologias que utilizam como combustível água (hidrelétricas), carvão, petróleo, gás natural e fissão nuclear. Para tomar uma decisão que tipo de usina se vai instalar, deve-se primeiramente analisar critérios de custo mínimo de geração, custos de operação, impactos ambientais e tempo de construção.

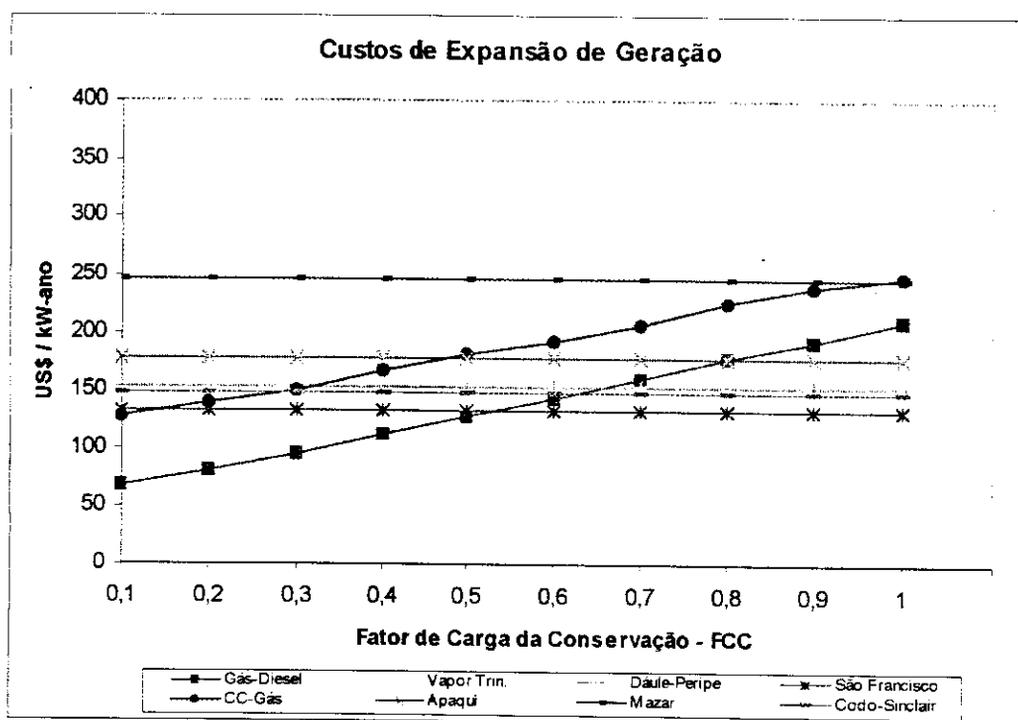
Um procedimento para obter a combinação ótima que satisfazem a capacidade de geração na demanda elétrica é o método do "Ponto de Equilíbrio" ou "Curva de seleção", que é um método simples que permite representar graficamente as alternativas da geração e opção da oferta do menor investimento. São considerados o custo total de geração anual (CTA), que é a soma do custo do investimento anualizado (CIA), custos fixos de operação anuais (CFOA), e custos variáveis de operação anuais (CVOA), assim:

$$CTA = CIA + CFOA + CVOA \quad (\text{eq 5.5})$$

Onde os custos são expressados em US\$/kW-ano em função do fator de capacidade (Fc). De forma análoga, no caso de recursos de demanda, estes podem também ser expressos em US\$/kW-ano, em função do fator de carga da conservação (FCC).

A seguir, na figura 5.1, pode-se ver as curvas do comportamento dos custos das usinas consideradas no plano de expansão da geração (utilizando dados da tabela 5.2), que conforme o plano atual serão construídas no Equador.

Figura 5.1



5.3 ANÁLISE DA DEMANDA E IMPACTOS DO USO RACIONAL DE ENERGIA

Na projeção da demanda é baseada na análise de cenários²¹ para comparar as possibilidades de atendimento de energia elétrica.

²¹ Cenário: é um conjunto de hipóteses que descrevem as características socio-econômicas e estratégias de atendimento dessa demanda.

Para implementação de programas GLD, requer-se tomar ações na demanda, sendo necessário formular alguns cenários para obter resultados técnicos, econômicos e ambientais. Uma análise de cenários é utilizada para comparar as possibilidades de atender um dado nível de serviços de energia. É imprescindível considerar pelo menos 2 tipos de cenários: um cenário de referência e outro que considere o uso de tecnologias eficientes em usos finais.

5.3.1 Cenário de Eficiência Congelada

Mantém o mesmo padrão de eficiência das tecnologias de uso final do ano base. Supõe que a evolução atual do consumo de energia elétrica é mantida para os próximos anos, com a utilização dos mesmos equipamentos e sem nenhuma penetração de novas tecnologias

5.3.2 Cenário Tendencial

É um cenário de referência, em que as medidas tomadas apenas sejam uma variação natural das políticas existentes. Considera-se as mesmas políticas do passado, salvo algumas atualizações.

Na E.E.A.S.A.RCN, se projeta a previsão da carga, por meio de métodos estatísticos de tratamento de dados históricos da demanda, obtendo a curva utilizando processo dos mínimos quadrados. Com essa metodologia se faz a projeção da demanda de energia elétrica até o ano 2008, cujos dados são apresentados na tabela 5.3.

5.3.3 Cenário Eficiente

O cenário eficiente considera a penetração do uso de equipamentos com tecnologias mais eficientes. Existem várias formas de cenários eficientes tais são: Potencial Técnico, Econômico e de Mercado.²²

²² Planejamento Integrado de Recursos Energéticos. Jannuzzi & Swisher. 1997

Cenário “Potencial Técnico”

Este cenário considera a utilização de novas tecnologias e que podem ser implementados até o ano projetado. Deve-se considerar se essas tecnologias podem atingir a saturação do mercado. Assume-se a substituição das lâmpadas incandescentes pelas fluorescentes no setor residencial e a troca de lâmpadas de vapor de Hg pelas de vapor de Na em iluminação pública.

Cenário “Potencial Econômico”

Este cenário considera somente as alternativas que permitem benefícios econômicos, satisfazendo um limite de custo. Nos processos são avaliados por mérito das figuras de mérito.

Cenário “Potencial de Mercado”

Considera a implementação das opções de tecnologias eficientes, que são economicamente atraentes. As condições que limitam a abrangências e penetração da medida de uso de novas tecnologias no mercado, dependem do custo da tecnologia e das atitudes dos consumidores.

Tabela 5.3

PROJEÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA (cenário tendencial)

ANO	Demanda (MW)		Energia em GWh			Usuários			Fator Carga
	Máxima Total	Ilumi. Públ.	Gerada Total	Residencial	Ilumi. Públ.	Residencial			
						Urbano	Rural	Total	
1998	62,75	4,35	267,6	104,5	20,8	28.875	74.600	103.475	0,49
1999	67,16	4,66	288,6	112,0	22,1	29.588	77.396	106.984	0,49
2000	71,87	4,99	311,5	120,0	23,4	30.267	80.224	110.491	0,49
2001	76,88	5,34	336,0	128,4	24,8	30.912	83.084	113.996	0,50
2002	82,19	5,70	362,4	137,2	26,3	31.523	85.976	117.499	0,50
2003	87,80	6,08	390,4	146,5	27,9	32.100	88.900	121.000	0,51
2004	93,71	6,48	420,2	156,2	29,5	32.643	91.856	124.499	0,51
2005	99,92	6,89	451,7	166,4	31,3	33.152	94.844	127.996	0,52
2006	106,43	7,31	485,0	177,0	33,2	33.627	97.864	131.491	0,52
2007	113,24	7,76	520,0	188,0	35,2	34.068	100.916	134.984	0,52
2008	121,24	8,10	554,0	195,0	37,3	34.568	101.777	136.345	0,52

Fonte: Cálculos elaborados pelo autor

5.3.4 Perspectivas de penetração dos equipamentos

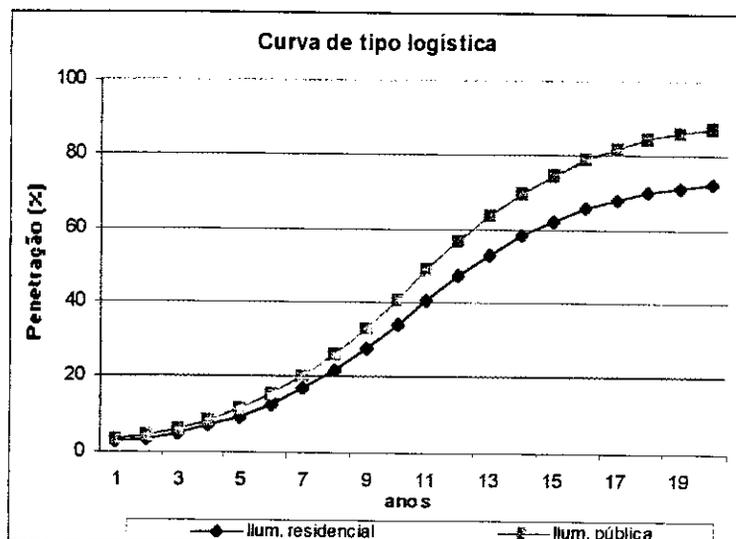
A penetração é o percentual do mercado consumidor de um determinado uso final no determinado ano, a velocidade de implementação dos programas vai depender basicamente dos recursos disponíveis, do mercado e da decisão do consumidor.

Neste estudo a penetração vai ser calculada de uma curva logística cuja equação se mostra na equação 5.6, utilizada como um instrumento teórico proposto por Andrade et alli, (1989).

$$F(t) = \frac{K}{1 + e^{(b-at)}} \quad (\text{eq. 5.6})$$

A figura 5.2 obedece a função da equação 5.6; onde $F(t)$ é o índice de penetração, t é o ano, e os parâmetros a e b são relacionados à interferência que o setor elétrico pode promover, em nível de incentivos e campanhas de conscientização.

Figura 5.2



Os parâmetros são definidos por referência da seguinte maneira: "a" pode ser associado aos subsídios que a empresa pode conceder, e seu valor é $a=0.353121$;

“b” pode ser associada ao tempo que a iniciativa demora para ser incorporada pelo consumidor, podendo-se associar a campanhas de conscientização da população sobre o uso eficiente de energia e seu valor é $b=3.713572$. O parâmetro K, corresponde ao limite de saturação da penetração, que para as lâmpadas fluorescentes compactas o valor é de 75 % em um período de 10 anos, afetando o 50% dos usuários residenciais.

Lâmpadas Fluorescentes Compactas

A seguir na tabela 5.4, se mostra os valores da penetração em porcentagem desde 2,5% até 34%, para o período analisado. O número de lâmpadas a serem trocadas anualmente com base no porcentagem de penetração (tomando 45% das existentes atualmente, 7 por usuário), é em total de 414.000 lâmpadas implementadas no ano 2008 (tabela 5.5).

Tabela 5.4

Penetração dos Equipamentos

Ano	Residencial	Ilum. Pública
	%	%
1999	2,52	3,02
2000	3,53	4,24
2001	4,93	5,92
2002	6,83	8,19
2003	9,36	11,23
2004	12,65	15,18
2005	16,81	20,17
2006	21,85	26,23
2007	27,69	33,23
2008	34,09	40,91

Fonte: Elaboração do Autor

Lâmpadas de Vapor de Na

A vida útil média das lâmpadas de vapor de Hg e vapor de Na, são aproximadamente 3 anos, nesse tempo devem ser trocadas por efeitos de manutenção. A idéia é trocar

as existentes de vapor de Hg nas potências de 125W, 150W e 250W, pelas de vapor de Na de 70W, 100W e 150W respectivamente, considera-se um total de 15.000 lâmpadas, a troca deve ser feita cada 3 anos, na tabela 5.5 dá-se os valores totais utilizados na projeção da demanda. É necessário calcular a penetração de instalação das novas lâmpadas e utiliza-se o mesmo critério anterior, o fator de saturação de 90%, afetando 80% das lâmpadas a instalar.

Tabela 5.5

Penetração dos Equipamentos anuais

Ano	Residencial	Iluminação Pública		
	FLC	Na-70	Na-100	Na-150
	#	#	#	#
1999	8.000	0	0	0
2000	10.000	0	0	0
2001	15.000	2.500	2.000	500
2002	20.000	0	0	0
2003	28.000	0	0	0
2004	38.000	2.500	2.000	500
2005	50.000	0	0	0
2006	65.000	0	0	0
2007	80.000	2.500	2.000	500
2008	100.000	0	0	0
Total	414.000	7.500	6.000	1.500

Fonte: Elaboração do autor

5.3.5 Demanda Evitada com a Implementação dos Programas de Usos Finais

Considerando o consumo que pode ser modificado com os dados de penetração calculados no item anterior e uma participação de 50% das lâmpadas incandescentes no setor residencial e 80% no setor de iluminação pública, pode-se ver na tabela 5.6, que o consumo evitado alcança 43,57 GWh no ano 2008.

Na tabela 5.7, são apresentadas a energia e demanda evitada com a implementação dos programas GLD, isto é considerando o número de lâmpadas que serão trocadas

cada ano como foi descrita na tabela 5.6, e além disso, para a iluminação pública considera-se a diminuição por penetração de tecnologia.

Tabela 5.6

Consumo elétrico que pode ser modificado com a penetração dos equipamentos

Ano	Residencial	Ilum. Pública	Total
	GWh	GWh	GWh
1999	1,31	0,50	1,82
2000	1,98	0,75	2,73
2001	2,96	1,11	4,07
2002	4,38	1,63	6,01
2003	6,42	2,36	8,78
2004	9,27	3,39	12,65
2005	13,13	4,77	17,90
2006	18,18	6,57	24,75
2007	24,51	8,83	33,33
2008	32,05	11,52	43,57

Fonte: Elaboração do Autor

Tabela 5.7

Energia elétrica evitada com Programas GLD

Ano	Residencial	Ilum. Pública	Total
	GWh	GWh	GWh
1999	0,53	0,50	1,03
2000	1,19	0,75	1,94
2001	2,18	2,58	4,76
2002	3,50	3,10	6,60
2003	5,35	3,84	9,18
2004	7,85	6,34	14,19
2005	11,15	7,72	18,87
2006	15,44	9,52	24,97
2007	20,72	13,25	33,98
2008	28,64	15,94	44,59

Fonte: Elaboração do Autor

Para o setor Residencial, no primeiro ano (1999) se obtém uma economia de 0,5 GWh, sendo 0,44% do consumo do setor residencial, e para o ano 2008 a economia

No setor de iluminação pública para 1999 a economia é 0,5 GWh sendo o 2,4% do consumo total do setor, e no ano 2008 a economia é de 15,94 GWh com 45 % do consumo.

Para o cálculo da demanda evitada se obtém com a equação 5.7 considera-se a energia evitada e um fator da conservação de carga (FCC) para a troca de tecnologias eficientes.

$$\text{Demanda Evitada (MW)} = \frac{\text{Energia Conservada (GWh)} * 1.000}{\text{FCC} * 8760} \quad (\text{eq. 5.7})$$

Calcula-se também a potência de produção que é evitada com a equação 5.8, utilizando um valor de 12% para as perdas técnicas.

$$\text{Potência Evitada (MW)} = \frac{\text{Demanda Evitada (MW)}}{(1 - \% \text{ perdas})} \quad (\text{eq. 5.8})$$

Tabela 5.8

Demanda e Energia Evitada com Programas GLD

ANO	Projetada		Evitada com Programas DSM				Produção Líquida Evitada	
	Demanda (MW)	Energia (GWh)	Demanda		Energia		(MW)	(GWh)
			(MW)	%	(GWh)	%		
1999	67,16	267,6	0,23	0,34	1,03	0,39	0,26	1,2
2000	71,87	288,6	0,43	0,59	1,94	0,67	0,48	2,2
2001	76,88	311,5	1,05	1,36	4,76	1,53	1,19	5,4
2002	82,19	336,0	1,45	1,76	6,60	1,96	1,65	7,5
2003	87,80	362,4	2,02	2,30	9,18	2,53	2,29	10,4
2004	93,71	390,4	3,12	3,32	14,19	3,64	3,54	16,1
2005	99,92	420,2	4,14	4,15	18,87	4,49	4,71	21,4
2006	106,43	451,7	5,48	5,15	24,97	5,53	6,23	28,4
2007	113,24	485,0	7,46	6,59	33,98	7,01	8,48	38,6
2008	121,24	520,0	9,79	8,07	44,59	8,57	11,12	50,7

Fonte: Cálculos feitos pelo autor

Fc = 0,52 e %perdas = 0,12

Na tabela 5.8 se mostra os valores obtidos considerando a energia e demanda total projetada para o sistema elétrico da empresa elétrica Ambato. A demanda evitada vai de 0,23 MW (1999) até 9,79 MW (2008), no ano projetado se obtém 8% da demanda total que pode-se evitar com a implementação destes programas. Análise similar pode-se fazer com a produção líquida que é 11 MW evitados e uma energia de 50,7 GWh.

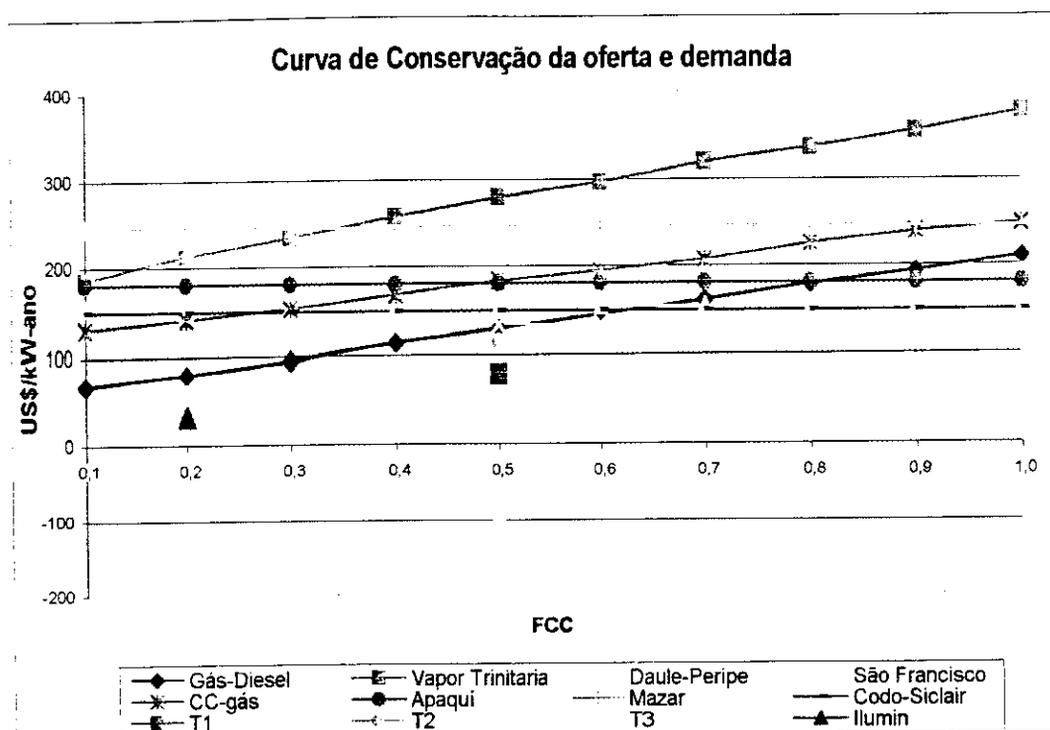
5.4 ANÁLISE INTEGRADA DOS PROGRAMAS DE OFERTA E DEMANDA

Este item apresenta uma metodologia de custo - benefício dos programas GLD, e calcula custos efetivos das perspectivas desde o ponto de vista do Participante, Não participante (RIM), Custo total de recursos (CTR), da Sociedade, Companhia elétrica. Estes testes foram propostos pela Califórnia Energy Commission e a Califórnia Public Utilities Commission, em dezembro de 1987, e implementado no programa denominado Califórnia Collaborative. A perspectiva de cada resultado pode ser expressa em uma variedade de formas, mas em todos os casos, é necessário calcular os impactos destes programas do valor presente líquido sobre o ciclo de vida.

5.4.1 Curva de Seleção para Minimização dos Custos de Oferta de Energia

O método utilizado a seguir, foi desenvolvido por Koomey e Gadgil (1989), as curvas fazem comparação das diferentes opções da oferta de eletricidade de acordo com os custos de inversão e operação, ajudando à identificar a combinação destas opções que podem satisfazer a demanda com custos mínimos e os custos anuais (US\$/kW-ano) dos programas de usos finais, segundo o correspondente fator de carga de conservação (FCC), são para illum com 32,96 US\$/kW-ano, para T1 com 28,62 US\$/kW-ano; para T2 com 112,25 US\$/kW-ano; e para T3 com -94,89 US\$/kW-ano. Na figura 5.3 observa-se que para qualquer FCC o custo unitário das alternativas de uso eficiente é menor que o custo de gerar.

Figura 5.3

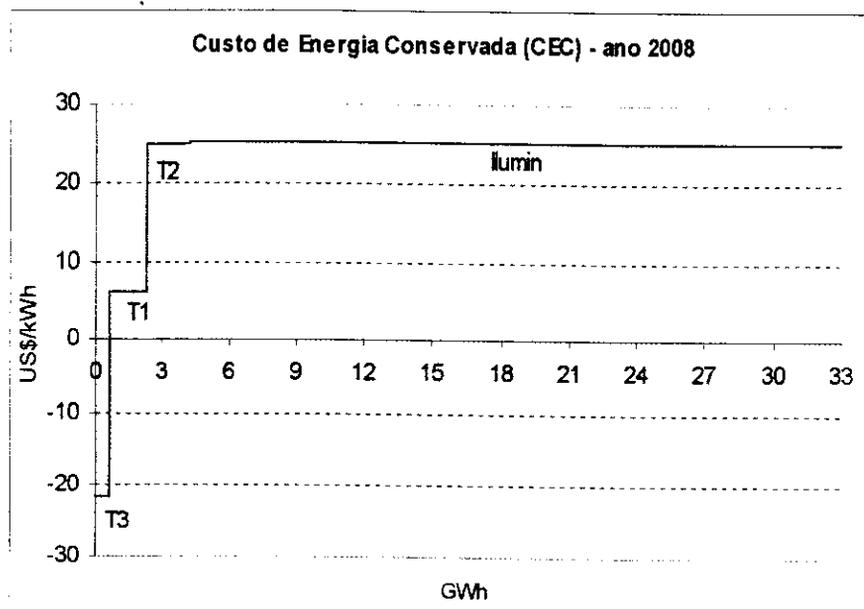


Fonte: Elaboração do Autor

5.4.2 Curva Cumulativa dos Recursos da Demanda

A seguir na figura 5.4 mostra-se a prioridade de implementação dos programas GLD em função dos custos de energia conservada (CEC), associados com a energia conservada (GWh) de acordo com o cenário eficiente para o ano 2008, a ordem de implementação é Troca 3 (Lâmpadas Hg-250 pelas Na-150) um CEC de -21,7 US\$/kWh e 0,6 GWh de energia; Troca 1 (Lâmpadas Hg-150 pelas Na-70) com o CEC de 6,4 US\$/kWh e 1,7 GWh de energia; a Troca 2 (Lâmpadas Hg-150 pelas Na-100) com um CEC de 24,9 US\$/kWh e 1,97 GWh de energia conservada e por último a Iluminação residencial tem um CEC de 25,2 US\$/kWh e 28,6 GWh de energia conservada; para o ano horizonte. (ver anexo M)

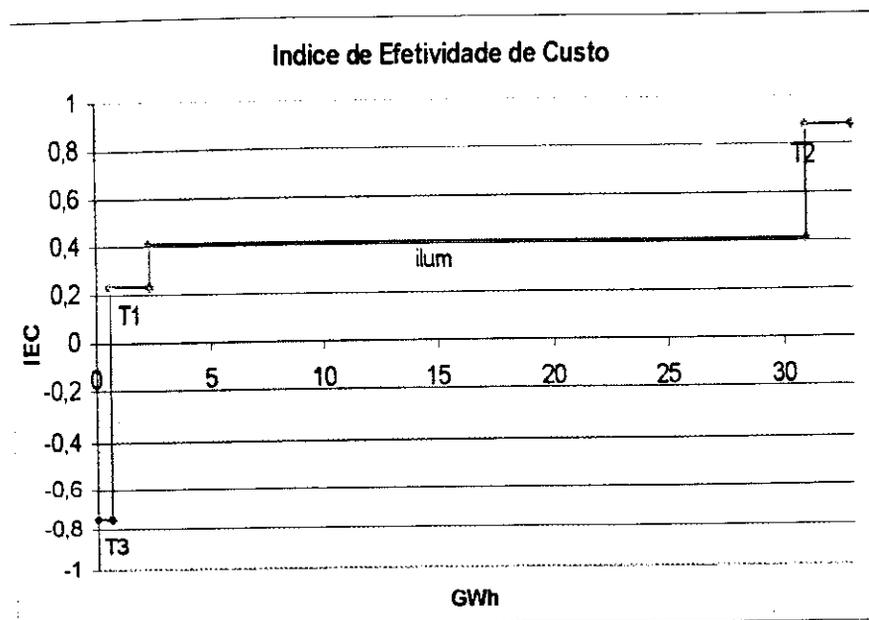
Figura 5.4



Outra opção de avaliar a conservação de energia e a administração da carga, é o Índice de efetividade de Custo (IEC) definido anteriormente, e que possui um custo efetivo em relação à oferta de energia se sua representação na curva de seleção corresponde, a um ponto abaixo da linha que representa a opção de oferta de mínimo custo, como a maior parte desses pontos encontram-se abaixo das linhas que representam as opções de oferta, existe um valor de IEC para cada medida.

A seguir, na figura 5.5 é apresentada a curva do IEC, cujos valores são: de $-0,75$ para T3 ; de $0,23$ para T1; de $0,41$ para ilumin; e de $0,88$ para T2 , em relação a usinas a gás-diesel para geração de acordo com a figura 5.3. Indicando que por exemplo na iluminação, para cada US\$ 100 de investimento no aumento de capacidade de geração com turbina gás-diesel, faz-se necessário investir US\$ 41 em tecnologia eficiente (lâmpadas FLC), para evitar a expansão; a análise é similar para as outras alternativas.

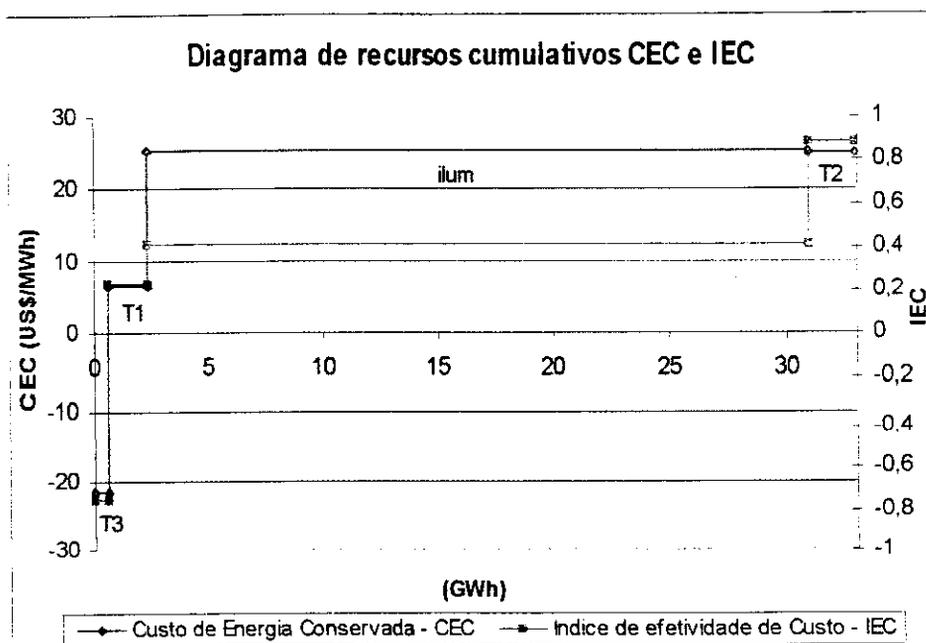
Figura 5.5



O diagrama de recursos cumulativos de demanda e oferta do IEC em conjunto com o diagrama de CEC, representado na figura 5.6 indicam o ordem crescente dos valores de IEC, quais as tecnologias eficientes são factíveis de serem implantadas, e ainda fornece o valor para conservar energia de cada tecnologia em estudo, sendo em ordem de prioridade de implementação:

Primeiro a troca T3 (Lâmpadas de vapor de Hg 250 W por vapor de Na de 150 W); segundo a troca T1 (Lâmpadas de vapor de Hg 125 W por vapor de Na de 70 W), em terceiro a troca na iluminação residencial ilum (incandescente de 60W por FLC de 15W); e por último a troca de T2 (Lâmpadas de vapor de Hg 175 W por vapor de Na de 100 W). Estas representações são úteis na análise integrada dos recursos de geração e uso final.

Figura 5.6



5.4.3 Curva Cumulativa de Recursos para a Cadeia de Produção

A análise utilizada até aqui, compara a implementação de tecnologias eficientes no GLD. Porém torna-se interessante considerar os custos incidentes na cadeia de produção desde a geração até a distribuição secundária, especialmente em sistemas elétricos saturados, onde precisa-se de uma inversão na expansão destes sistemas. Quando é realizada o gerenciamento da carga obtêm-se benefícios econômicos, sociais e ambientais, refletidos em todas as etapas da cadeia de produção.

Utilizando o IEC é construída uma curva de recursos do sistema elétrico do Equador, no que respeita a geração transmissão e distribuição (utilizando os dados do anexo C, do custo total acumulado US\$/kW-ano da potência e o fator de carga para nível do sistema elétrico). Na tabela 5.9 apresentam-se estes valores, para cada etapa da cadeia de produção. Na figura 5.7, é apresentada as curvas do IEC com base aos dados da tabela 5.9.

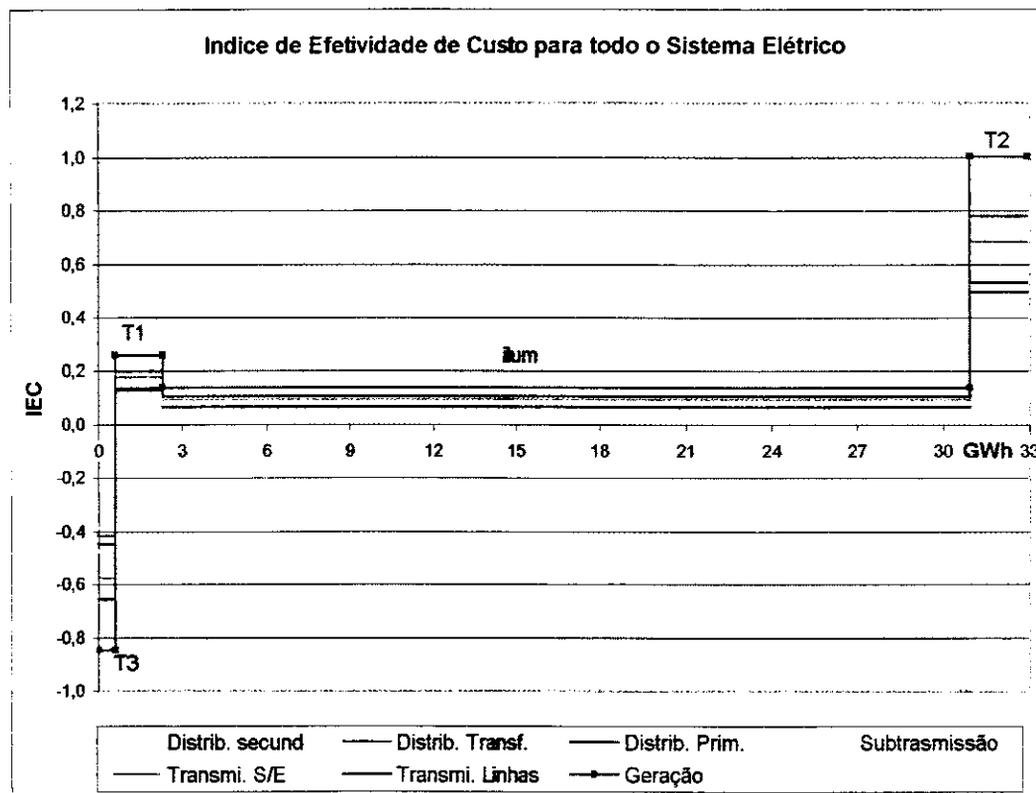
Tabela 5.9

Índice de Efetividade de Custo - IEC no Sistema Elétrico Total
das tecnologias do uso final

Uso Final	Geração	Transmissão		Subtransmissão	Distribuição		
		Linhas	S/E		Primário	Transform.	Secunda.
Iluminação	0,26	0,20	0,17	0,14	0,14	0,13	0,12
T1	0,14	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06
T2	1,00	0,78	0,68	0,56	0,53	0,49	0,46
T3	-0,85	-0,66	-0,58	-0,47	-0,45	-0,42	-0,38

Fonte: Elaboração do Autor

Figura 5.7



Fonte: Elaboração do Autor

5.4.4 Teste do Ponto de Vista do Consumidor Participante

Desde o ponto de vista do participante, mede a quantidade de custo – benefício que o consumidor obteve, devido a participação no programa.

O resultado deste teste pode ser expresso por 4 mecanismos: pelo valor presente líquido do participante médio, o valor presente líquido para o programa total e a relação custo – benefício.

Os benefícios do participante incluem a redução na sua conta de energia, incentivos pagos pela companhia elétrica ou outros. Os custos para o consumidor incluem todas as despesas adicionais resultantes da participação no programa como o custo do equipamento comprado e custos de operação e manutenção se existirem.

Na tabela 5.10, apresentam-se os balanços feitos para o consumidor participante para os estratos 3 e 4, onde os custos são de US\$/ano 9,34 e os benefícios tem uma redução do consumo de energia elétrica por lâmpada de 66 kWh/ano, e as despesas de energia é US\$/ano 13,37 para o estrato 3 e US\$/ano 22,64 para o estrato 4, pelo que fazendo um balanço Benefício-Custo é US\$ 4,03 no estrato 3 e US\$/ano 13,3 no estrato 4, concluindo que se tem benefício para o consumidor participante.

Tabela 5.10

Análise do ponto de vista do Consumidor Participante

Descrição	Est. 3	Est. 4
Tarifas de eletricidade (US\$/kWh)	0,036	0,061
Custo de potência (US\$/kW)		
Custos		
Investimento anualizado (US\$/ano)	9,34	9,34
Benefícios		
Redução do consumo energia (kWh/ano)	66	66
Redução da despesa energia (US\$/ano)	13,37	22,64
Balanço Benefício - Custo (US\$/ano)	4,03	13,30

Fonte: Elaboração do autor

5.4.5 Teste do ponto de vista do Consumidor Não Participante (RIM²³)

Se o programa causa um incremento nas tarifas elétricas, os não participantes que não mudaram seus aparelhos de energia elétrica, terão aumento em suas contas elétricas caso fossem implementadas medidas de expansão ao invés de conservação. Para os participantes, por outro lado, mesmo com o incremento das tarifas, as contas diminuirão.

O resultado deste teste pode ser apresentado como o valor presente líquido; impacto das receitas anuais ou do primeiro ano (US\$/kWh, kW, consumidor); custo – benefício; e impacto das receitas no ciclo de vida.

Benefícios calculados no teste do não participante, são as economias que a companhia elétrica realiza ao evitar custos de oferta. Estes custos evitados incluem a redução na geração, transmissão, distribuição e dos custos de capacidade dos períodos quando a carga foi reduzida.

Os custos para este teste, incluem custos do programa (os incentivos para os participantes, custos de administração do programa), e quedas nas receitas das vendas de eletricidade.

5.4.6 Teste do custo do ponto de vista da Companhia Elétrica de Distribuição

Compara os custos totais da implementação do programa GLD, incluindo custos de incentivos e excluindo alguns custos incorridos pelo participante.

Os benefícios para o teste total do recurso são os custos de oferta evitados e redução da demanda em transmissão, distribuição, geração e custo marginal de eletricidade para períodos de redução de carga.

²³ RIM : Rate Impact Measure

Os custos deste teste são os custos incorridos no programa, incentivos pagos aos consumidores e o incremento do custo de oferta por períodos nos quais é incrementada a carga. Os custos do programa incluem custo inicial e anual, além o custo do equipamento, operação e manutenção, instalação, programa de administração e informação ao consumidor e mudança do equipamento.

Tabela 5.11

Análise do ponto de vista da Companhia Elétrica de Distribuição

Dados da Companhia Elétrica	
Custo de energia, compra ao S.N.I. primeiro bloco (US\$/kWh)	0,028
Custo de energia, compra ao S.N.I. segundo bloco (US\$/kWh)	0,031
Custo médio de energia por gerar - hidrelétrica (US\$/kWh)	0,030
Custo médio de energia por gerar - térmica (US\$/kWh)	0,085
Custo médio de potência, compra S.N.I. (US\$/kW)	4,080
Premissas	
Tarifa média de eletricidade de venda (US\$/kWh)	0,033
Demanda evitada ano 2008 (MW)	10
Energia evitada ano 2008 (GWh/ano)	45
Cálculos	
Custos	
Diminuição de receitas de energia (US\$/ano)	1.485.000
Subsídio evitado do Estado aprox. 30% do total (US\$/ano)	445.500
Benefícios	
Compra ou geração evitada (US\$/ano)	1.551.600
Balanco Benefício - Custo (US\$/ano) *	(378.900)

Fonte: Elaboração do autor

Na Tabela 5.11, analisa-se do ponto de vista da companhia elétrica de distribuição. Caso no ano 2008 não estejam implementados programas e os preços de eletricidade são os mesmos, então a diminuição das receitas pela venda de energia (45 GWh evitados no ano 2008) a uma tarifa média de 0,033 US\$/kWh vai ser de 1.485.000 US\$, com um subsídio aproximadamente do 30% para os estratos baixos, e, por outro lado, se ocorrer a implementação dos programas, o custo evitado de

energia é de US\$ 1.551.600 (neste caso considera-se os 2,9 GWh gerados pela térmica da empresa, a um custo de 0,085 US\$/kWh, o custo evitado seria de 40.800 US\$), dando um balanço negativo, sendo pelo custo da eletricidade não é real, já que segundo o anexo C, o custo da tarifa real é de 0,09 US\$/kWh, existindo perdas para o Estado.

5.4.8 Teste do Ponto de Vista da Companhia Geradora

O cálculo do ponto de vista do acionista é complexo, pois os gerentes têm preferência na direção do aumento do suprimento. Na tabela 5.12, apresentam-se os dados do benefício e custo por parte da geradora, assumindo a energia evitada para o ano 2008, os preços que a companhia geradora (nosso caso INECEL) obtêm por gerar e de venda, dando um benefício ao deixar de gerar e implementar potência.

Tabela 5.12

Análise do ponto de vista da Companhia Geradora

Dados da Companhia Geradora	
Custo de expansão de geração usina gás-diesel (US\$/kW)	398
Vida (anos)	30
Fator recuperação de capital - FRC (trans e distri)	0,124
Custo de energia para a geradora (US\$/kWh)	0,029
Custo de potência para a geradora (US\$/kW-ano)	90,30
Preço de Venda	
Energia (US\$/kWh)	0,046
Potência (US\$/kW-ano)	110,40
Demanda evitada ano 2008 (MW)	10
Energia evitada ano 2008 (GWh/ano)	45
Cálculos	
Custos	
Diminuição de receitas energia evitada (US\$/ano)	2.070.000
Diminuição de receitas potência evitada (US\$/ano)	1.104.000
Benefícios	
Investimento em potência evitada (US\$/ano)	3.980.000
Balanço Benefício - Custo (US\$/ano)	806.000

Fonte: Elaboração do autor

5.4.7 Teste do Custo Total do Recurso / Sociedade

O teste do custo total de recursos mede o custo líquido do programa GLD baseado no custo total do programa, incluindo os participante e não participantes. Este teste é aplicado para conservação, manejo de carga e programas de substituição do combustível.

A variação do teste de custo total do recurso e teste da sociedade, está na inclusão de externalidades (ex., ambientais, segurança nacional), excluem benefícios nas taxas de créditos e usos de diferentes taxas de desconto.

Um programa GLD é atrativo se os benefícios, que são os custos totais de oferta evitados, excedem aos custos totais provocados pela companhia elétrica e pelo consumidor. Este teste é o mais utilizado para verificar a competitividade do custo dos programas GLD e de eficiência com as alternativas de oferta, desde que os dados indique se os custos de energia para a companhia elétrica e o consumidor estão sendo reduzidos.

5.5 BARREIRAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Existem muitas limitações e barreiras que impedem a eficiência do uso final de energia elétrica, dentro do ambiente do setor elétrico. A implementação o uso eficiente de iluminação, refrigeradores, etc., depende basicamente de vários aspectos, tais como: financeiro, técnico, político, administrativo, comercial e cultural, sendo mencionadas as seguintes:

- A falta de conhecimento na operação e manutenção dos componentes das lâmpadas e a vida útil , tem como consequência a deterioração rápida dos equipamentos.

- Tomada de decisões no momento de fazer uma aquisição nas empresas elétricas, compra-se pelo menor preço e não se analisa a maioria das vezes o desempenho técnico e econômico.
- O nível de tensão da rede de alimentação tem influência na operação e vida dos aparelhos, toda companhia elétrica deve ter um plano de ações para melhorar o serviço ao usuário com qualidade e confiabilidade.
- A variação das políticas administrativas do setor elétrico no Equador e o custo baixo da tarifa, com altos subsídios, fazem que o custo da tarifa seja inferior ao custo marginal. Isto trará como consequência a não implementação dos programas e incentivos para os consumidores em usos finais.
- O governo deve reduzir obstáculos que impedem o fornecimento dos equipamentos para estimular a eficiência energética, com maior ênfase no setor comercial e industrial.

5.6 PROGRAMAS DE INCENTIVOS PARA OS USUÁRIOS

Depois da análise realizada anteriormente, a única alternativa para poder implementar estes programas de eficiência de energia com a troca de lâmpadas que reduz o consumo de energia nas horas ponta por setor e por uso final, é incentivar a população para economia de energia, pelo que é necessário que a companhia elétrica tenha presente os seguintes objetivos:

- Melhorar os hábitos de consumo de energia elétrica no setor residencial.
- Induzir na população o uso das lâmpadas fluorescentes compactas.

Para que estes objetivos sejam uma realidade a curto e longo prazo, deve-se desenvolver algumas ações sobre a implementação destes programas, levando em consideração as seguintes campanhas.

- 1) Campanha de hábitos do uso racional de energia elétrica. Estas baseiam-se especificamente em publicidade na TV, rádio e imprensa; outras atividades podem ser implementadas como informativas, demonstrativas e educativas, nas escolas, colégios e universidades, incluindo em seus programas benefícios do uso eficiente de energia.
- 2) Campanha pela compra de equipamentos eficientes (novas tecnologias), fazendo uma demonstração das lâmpadas fluorescentes compactas existentes no mercado.
- 3) Realizar uma demonstração do Custo - Benefício que representa a utilização destas lâmpadas, tanto para a companhia elétrica, como para o consumidor.
- 4) Conscientizar a população sobre os benefícios que representam estas tecnologias para o médio ambiente.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O sistema elétrico no Equador vem enfrentando problemas de recursos financeiros e aspectos políticos, que dificultam o investimento no incremento da capacidade de geração e de novos empreendimentos do uso de energia elétrica por parte das empresas distribuidoras.

Visando a reestruturação do setor elétrico no Equador, a E.E.A.S.A.RCN deverá preparar-se para: o acesso de produtores independentes, regulação de preços de energia elétrica, diminuição dos impactos ambientais, maior confiabilidade nos sistemas de distribuição e incertezas no crescimento da demanda. Deverão ser utilizadas técnicas de Planejamento Integrado de Recursos - PIR, para avaliar as diferentes fontes de recursos da oferta e demanda de energia elétrica, atendendo aos consumidores com menores custos econômicos e sociais, diminuindo ainda os impactos ambientais.

CONCLUSÕES

1. *Análise dos setores em estudo para obter a curva característica da carga da cidade de Ambato, com dados da pesquisa feita pelo INECEL (na cidade de Cuenca em 1991).*

Da análise feita das variáveis geográficas, climáticas e sócio-econômicas, para as cidades de Cuenca e Ambato e que influenciam no consumo de energia elétrica, pode-se concluir que é possível utilizar dados de estudos sobre usos finais de outras regiões que possuam características similares destas variáveis. Obtendo-se neste caso a curva característica de carga de Ambato. Isto pode ser de grande ajuda para companhias elétricas que não possuem o orçamento suficiente para realizar estudos de usos finais.

2. *As companhias elétricas de distribuição devem importar-se em manter os padrões da análise técnica das redes primárias de distribuição.*

O sistema de distribuição tem importância fundamental dentro do contexto do sistema elétrico, não só pelo volume de investimentos que ele exige, como também pela sua elevada responsabilidade na qualidade do serviço prestado ao consumidor. Na análise do sistema elétrico da E.E.A.S.A.RCN., pode-se ver que a oferta de energia é dependente do S.N.I, isto faz com que se originem freqüentes interrupções e racionamentos da energia elétrica. Sendo assim, imprescindível fazer o planejamento, de forma de atingir o crescimento da carga com qualidade de serviço, procurando otimizar os recursos financeiros disponíveis que são relativamente escassos. Opta-se na atualidade por "software" do tipo GIS (Geographic Information System), para manter atualizadas as redes de distribuição e para o setor elétrico em geral.

O plano de obras urgentes a serem implementadas no futuro para as redes de distribuição, especialmente no setor rural, deve atender às seguintes características:

- Aumento do diâmetro nos principais ramais dos alimentadores.
- Aumento do número de fases de monofásicos ou bifásicos para trifásicos.
- Equilíbrio da carga na rede secundária.
- Reconfiguração de alimentadores.
- Instalação de reguladores de tensão.

3. *Análise dos preços da eletricidade*

A estrutura de preços de eletricidade no Equador é usada como um instrumento político para compensar a distribuição desigual da riqueza, dando subsídios aos consumidores dos estratos baixos, mantendo por períodos longos os custos das tarifas elétricas abaixo do custo real, trazendo como consequência déficit financeiro deste setor. Os custos reais da geração de energia devem ser cobrados com preços reais e as concessionárias possam viabilizar os investimentos, devendo ser tomadas medidas pelos organismos de controle da energia elétrica para reajustar periodicamente a tarifa à um preço real.

4. Vida útil dos Equipamentos Eficientes

As tecnologias eficientes para iluminação tem uma vida média prevista superior à das tecnologias comuns, sendo necessário realizar um monitoramento por parte da companhia de distribuição da vida destas lâmpadas, já que existem alguns tipos de tecnologias que infelizmente não cumprem com as especificações dos manuais fornecidos pelos fabricantes.

5. A análise da Iluminação no setor Residencial é importante devido a influencia na demanda de energia, especialmente na hora de ponta.

A análise da troca de lâmpadas incandescentes de 60W pelas fluorescentes compactas de 15W, foi realizada mediante as seguintes considerações:

O tempo simples de retorno (TSR): considerando desde a perspectiva do consumidor, para os estratos 1 e 2 o retorno do investimento é superior a 30 e a 7 anos, respectivamente, sendo que o estrato 4 apresenta um tempo de retorno menor com 2,7 anos e depois aparece o estrato 3 que é de 4,6 anos, pelo que deve-se considerar os estratos mais altos na troca das lâmpadas.

Custo de Energia Conservada (CEC): O custo de energia conservada (CEC), é 25,2 US\$/MWh, comparado com o custo de energia na geração, o custo marginal médio de energia referente a rede secundaria é de 83 US\$/MWh.

Custo de Potência Conservada (CPC): O custo de potência conservada (CPC), é 186,2 US\$/kW, sendo muito menor do que o custo de construir uma usina elétrica que esta por acima dos 400 US\$/kW.

Taxa Interna de Retorno (TIR): Nos estratos 1 e 2, com os dados obtidos pode-se concluir que do ponto de vista dos consumidores não é possível fazer a implantação destas trocas especificamente pelo baixo preço da eletricidade, visto que os preços são de 0,004 US\$ e 0,017 US\$ respectivamente, o custo de ciclo de vida das LFC é

maior que as incandescentes, porém que a taxa de retorno é negativa, o programa somente seria possível mediante subsídios viáveis porque o custo de gerar é superior de conservar. Nos estratos 3 e 4, é factível fazer estas mudanças já que o preço médio da eletricidade está nos padrões do custo real da eletricidade e a taxa interna de retorno para o estrato 3 é 17,1 % e no estrato 4 é 37,8 %.

6. No Setor de Iluminação Pública

A análise econômica para iluminação pública, na qual se propõe a substituição de luminárias de vapor de mercúrio por vapor de sódio de alta pressão nas seguintes potências:

- T1 - Luminárias de vapor de Hg de 125 W por vapor de Na de 70 W.
- T2 - Luminárias de vapor de Hg de 175 W por vapor de Na de 100 W.
- T3 - Luminárias de vapor de Hg de 250 W por vapor de Na de 150 W.

Tempo Simples de Retorno (TSR): Os tempos simples de retorno para as três alternativas são: para a troca T1 de 5,3 anos; a troca T2 de 5,4 anos e a troca T3 de 4,3 anos. No entanto, esta figura de mérito não é característica determinista na tomada de decisões.

Custo de Energia Conservada (CEC): O custo de energia conservada (CEC), é comparada com o custo de energia na geração, o custo marginal médio de energia referente a rede secundária é de 83 US\$/MWh. Os valores de CEC na alternativa T1 é 6,4 US\$/MWh; na T2 é 24,9 US\$/MWh; e na T3 é -21,7 US\$/MWh, são todos menores que o custo marginal.

Custo de Potência Conservada (CPC): As alternativas T3 e T1 possuem custos menores que o custo do investimento para a construção de usinas elétricas no Equador. Apresentando os valores US\$/kW-ano, são: 28 para T1; 112 para T2; e -99 para T3, que são menores que o custo marginal de potência referente as redes

secundárias cujo valor é 246,6 US\$/kW-ano. Com esta análise concorrem as três alternativas.

Taxa Interna de Retorno (TIR): A taxa interna de retorno, para a troca T1 é 75.6 %; na troca T2 é de 27,5%; e na troca T3 é infinito, devido ao fato de porcentagem serem maiores que a taxa de desconto (12 %).

7. Análise da Sensibilidade

A análise da sensibilidade é feita para determinar a conveniência dos programas de conservação de energia, com base dos preços da eletricidade. O preço vendido da energia elétrica pelo INECEL em 1998 à empresa elétrica Ambato, foi de 27,75 US\$/MWh para o primeiro bloco e 30,61 US\$/MWh para o segundo bloco, e pela energia térmica comprada um valor de 84,14 US\$/MWh. O custo marginal situa-se em 83 US\$/MWh.

A concessionária vende energia aos usuários, com base nos estratos da seguinte forma: Est1 a 4,0 US\$/MWh; Est2 à 17,0 US\$/MWh; Est3 à 36 US\$/MWh e para Est4 à 61,0 US\$/MWh, pode-se observar que os estratos mais altos subsidiam os estratos 1 e 2.

O preço de eletricidade no qual é factível fazer a troca das lâmpadas incandescentes pelas fluorescentes, deve superar 40 US\$/MWh.

8. Perspectivas de penetração dos equipamentos

A penetração do mercado consumidor de um determinado uso final vai depender basicamente dos recursos disponíveis, do mercado e da decisão do consumidor.

Lâmpadas Fluorescentes Compactas

O número de lâmpadas a serem trocadas anualmente com base ao porcentagem de penetração, totaliza de 414.000 lâmpadas fluorescentes compactas implementadas até no ano 2008.

Lâmpadas de Vapor de Na

A vida útil média das lâmpadas de vapor de Hg e vapor de Na, são aproximadamente 3 anos, nesse tempo devem ser trocadas por efeitos de manutenção, considera-se um total de 15.000 lâmpadas, a troca deve ser feita a cada 3 anos.

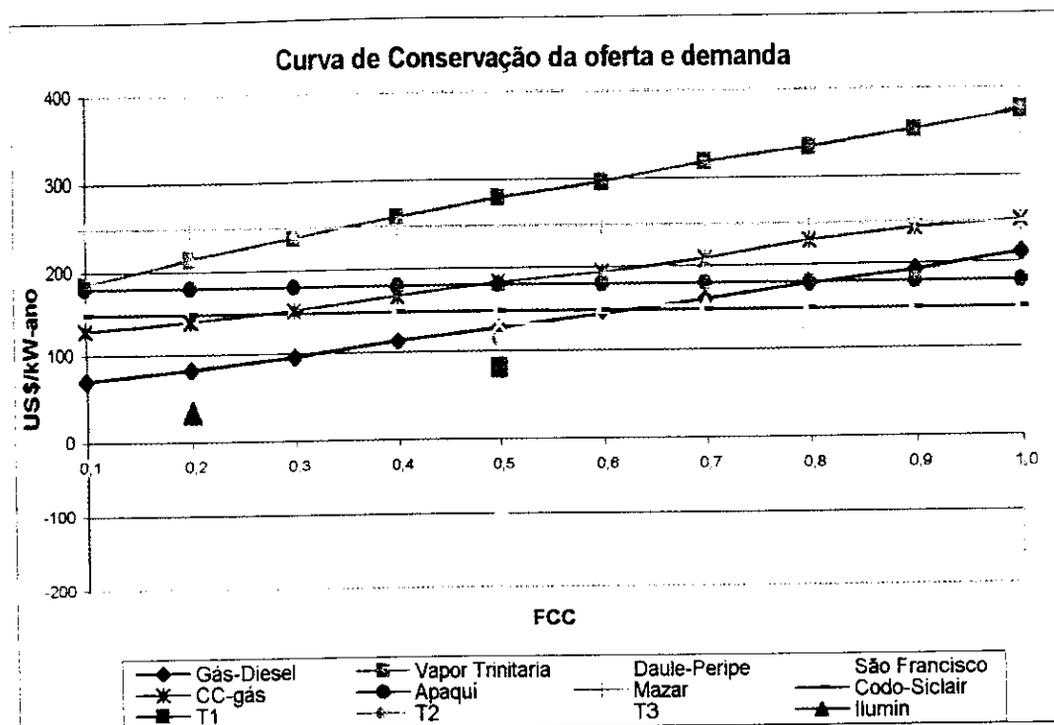
10. Demanda Evitada com os programas estudados

Para o setor Residencial, no primeiro ano (1999) se obtém uma economia de 0,5 GWh, sendo 0,44% do consumo no setor residencial, e para o ano 2008 a economia será de 28,64 GWh ou seja 15,3% do consumo. No setor de iluminação pública para 1999 a economia será de 0,5 GWh sendo 2,4% do consumo total do setor, e no ano de 2008 a economia será de 15,94 GWh com 45 % do consumo. A produção líquida será de 11 MW evitados e uma energia de 50,7 GWh.

11. Curva de Seleção para Minimização dos Custos de Oferta de Energia

Na figura 6.1 observa-se que para qualquer FCC o custo unitário das alternativas de uso eficiente de energia é menor que o custo de gerar. As curvas fazem comparação das diferentes opções da oferta de eletricidade de acordo com os custos de inversão e operação, ajudando à identificar a combinação destas opções que podem satisfazer a demanda com custos mínimos e os custos anuais (US\$/kW-ano) dos programas de usos finais, segundo o correspondente fator de carga da conservação (FCC), os valores são para ilum de 32,96 US\$/kW-ano, para T1 de 28,62 US\$/kW-ano; para T2 de 112,25 US\$/kW-ano; e para T3 de -94,89 US\$/kW-ano.

Figura 6.1



Fonte: Elaboração do Autor

12. Curva Cumulativa dos Recursos da Demanda

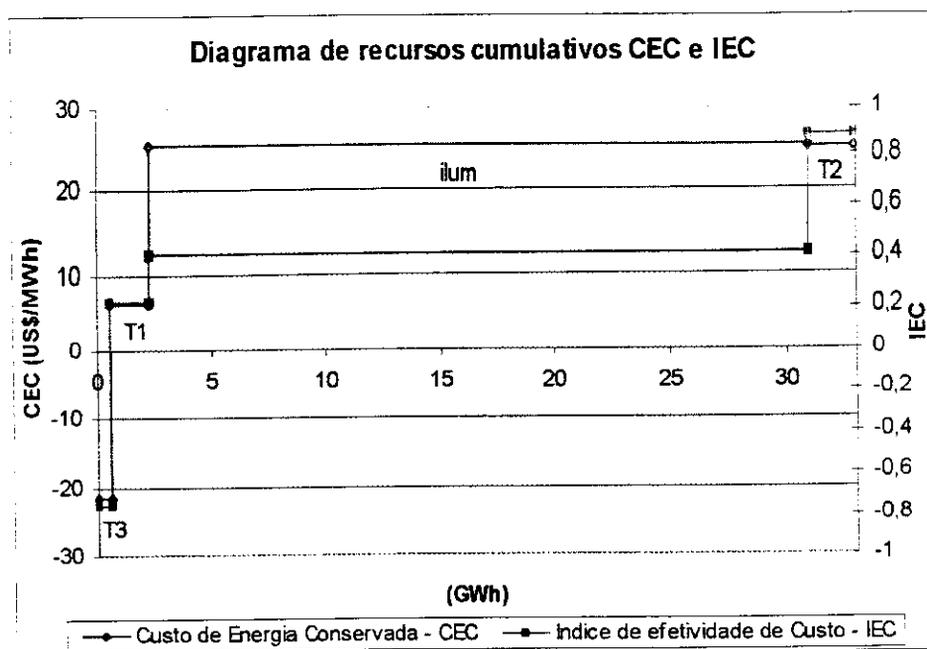
Para avaliação da conservação de energia e a administração da carga, são utilizados o índice de efetividade de custo (IEC) e custo de energia conservada (CEC).

Na figura 6.2 mostra-se a prioridade de implementação dos programas GLD em função dos custos de energia conservada (CEC), sendo a seguinte ordem de implementação: a T3 de $-21,7$ US\$/kWh e 0,6 GWh de energia conservada; T1 de 6,4 US\$/kWh e 1,7 GWh de energia conservada; a T2 de 24,9 US\$/kWh e 1,97 GWh de energia conservada e por último Iluminação residencial de 25,2 US\$/kWh e 28,6 GWh de energia conservada; para o ano horizonte.

Os valores do IEC são: para T3 de $-0,75$; na T1 de 0,23; para ilum 0,41; e na T2 de 0,88. Indicam que, por exemplo, na iluminação, para cada US\$ 100 de investimento no aumento de capacidade de geração, são necessários apenas US\$ 41 em tecnologia

eficiente (lâmpadas FLC), para se evitar a expansão; a análise é similar para as outras alternativas.

Figura 6.2



13. Curva Cumulativa de Recursos para a Cadeia de Produção

Torna-se interessante considerar os custos incidentes na cadeia de produção desde a geração até a distribuição secundária, especialmente em sistemas elétricos saturados, onde é necessário de uma inversão na expansão destes sistemas. Quando é realizado o gerenciamento da carga, obtêm-se benefícios econômicos, sociais e ambientais, refletidos em todas as etapas da cadeia de produção de energia elétrica. Na tabela 6.1 apresentam-se valores do IEC para cada etapa da cadeia de produção

Tabela 6.1

Índice de Efetividade de Custo - IEC no Sistema Elétrico Total das tecnologias do uso final

Uso Final	Geração	Transmissão		Subtransmissão	Distribuição		
		Linhas	S/E		Primário	Transform.	Secunda.
Iluminação	0,26	0,20	0,17	0,14	0,14	0,13	0,12
T1	0,14	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06
T2	1,00	0,78	0,68	0,56	0,53	0,49	0,46
T3	-0,85	-0,66	-0,58	-0,47	-0,45	-0,42	-0,38

Fonte: Elaboração do Autor

14. Teste do Ponto de Vista do Consumidor Participante

Os benefícios do participante incluem a redução na sua conta de energia, incentivos pagos pela companhia elétrica ou outros. Os custos para o consumidor incluem todas as despesas adicionais resultantes da participação no programa como o custo do equipamento comprado e custos de operação e manutenção se existirem.

Na tabela 6.2, apresentam-se os balanços feitos para o consumidor participante para estratos 3 e 4, onde os custos são de 2,07 US\$/ano e os benefícios possuem uma redução do consumo de energia elétrica por lâmpada de 66 kWh/ano, e as despesas de energia são de 13,37 US\$/ano para o estrato 3 e 22,64 US\$/ano para o estrato 4, onde que fazendo-se um balanço Benefício - Custo apresenta 4,03 US\$ no estrato 3 e 13,3 US\$/ano no estrato 4, concluindo que serão obtidos benefícios para o consumidor participante.

Tabela 6.2

Análise do ponto de vista do Consumidor Participante

Descrição	Est. 3	Est. 4
Tarifas de eletricidade (US\$/kWh)	0,036	0,061
Custo de potência (US\$/kW)		
Custos		
Investimento anualizado (US\$/ano)	9,34	9,34
Benefícios		
Redução do consumo energia (kWh/ano)	66	66
Redução da despesa energia (US\$/ano)	13,37	22,64
Balanço Benefício - Custo (US\$/ano)	4,03	13,30

Fonte: Elaboração do autor

15 Teste do custo do ponto de vista da Companhia Elétrica de Distribuição

Compara os custos totais da implementação do programa GLD, incluindo custos de incentivos e excluindo alguns custos incorridos pelo participante.

Na Tabela 6.3, analisa-se do ponto de vista da companhia elétrica de distribuição. Caso no ano 2008 não estejam implementados programas e os preços de eletricidade são os mesmos, então a diminuição das receitas pela venda de energia (45 GWh evitados no ano 2008) a uma tarifa média de 0,033 US\$/kWh vai ser de 1.485 000 US\$, com um subsídio aproximadamente do 30% para os estratos baixos, e, por outro lado, se ocorrer a implementação dos programas, o custo evitado de energia é de US\$ 1.551.600 (neste caso considera-se os 2,9 GWh gerados pela térmica da empresa, a um custo de 0,085 US\$/kWh, o custo evitado seria de 40.800 US\$), dando um balanço negativo, sendo isto pelo custo da eletricidade não é real, já que segundo o anexo C, o custo da tarifa real é de 0,09 US\$/kWh, existindo perdas para o Estado.

Tabela 6.3

Análise do ponto de vista da Companhia Elétrica de Distribuição

Dados da Companhia Elétrica	
Custo de energia, compra ao S.N.I. primeiro bloco (US\$/kWh)	0,028
Custo de energia, compra ao S.N.I. segundo bloco (US\$/kWh)	0,031
Custo médio de energia por gerar - hidrelétrica (US\$/kWh)	0,030
Custo médio de energia por gerar - térmica (US\$/kWh)	0,085
Custo médio de potência, compra S.N.I. (US\$/kW)	4,080
Premissas	
Tarifa média de eletricidade de venda (US\$/kWh)	0,033
Demanda evitada ano 2008 (MW)	10
Energia evitada ano 2008 (GWh/ano)	45
Cálculos	
Custos	
Diminuição de receitas de energia (US\$/ano)	1.485.000
Subsídio evitado do Estado aprox. 30% do total (US\$/ano)	445.500
Benefícios	
Compra ou geração evitada (US\$/ano)	1.551.600
Balanço Benefício - Custo (US\$/ano) *	(378.900)

Fonte: Elaboração do autor

16. Teste do Ponto de Vista da Companhia Geradora

O cálculo do ponto de vista do acionista é complexo, pois os gerentes tem preferência na direção do aumento do suprimento . Na tabela 6.4, apresentam-se os dados do benefício e custo por parte da geradora, obtendo-se um benefício ao deixar de gerar e implementar potência.

Tabela 6.4

Análise do ponto de vista da Companhia Geradora

Dados da Companhia Geradora	
Custo de expansão de geração usina gás-diesel (US\$/kW)	398
Vida (anos)	30
Fator recuperação de capital - FRC (trans e distri)	0,124
Custo de energia para a geradora (US\$/kWh)	0,029
Custo de potência para a geradora (US\$/kW-ano)	90,30
Preço de Venda	
Energia (US\$/kWh)	0,046
Potência (US\$/kW-ano)	110,40
Demanda evitada ano 2008 (MW)	10
Energia evitada ano 2008 (GWh/ano)	45
Cálculos	
Custos	
Diminuição de receitas energia evitada (US\$/ano)	2.070.000
Diminuição de receitas potência evitada (US\$/ano)	1.104.000
Benefícios	
Investimento em potência evitada (US\$/ano)	3.980.000
Balanco Beneficio - Custo (US\$/ano)	806.000

Fonte: Elaboração do autor

RECOMENDAÇÕES

1. Implementação de um Programa do Uso Eficiente de Energia

Existem muitas limitações e barreiras que impedem a eficiência do uso final de energia elétrica, dentro do ambiente do setor elétrico. A implementação de programas de uso eficiente de energia na empresa elétrica Ambato, pode trazer benefícios não só para a companhia mas para o país e para os consumidores.

O papel do governo é fundamental na implementação de programas de usos eficiente de energia, apoiando ao setor industrial nos processos de inovação tecnológica e para não ser dependentes da tecnologia do exterior.

2. Programas De Incentivos Para Os Usuários

A única alternativa para poder implementar estes programas de eficiência de energia com a troca de lâmpadas que reduz o consumo de energia nas horas de ponta por setor e por uso final, é incentivar a população a economizar energia, sendo que é necessário que a companhia elétrica tenha presente os seguintes objetivos:

- Melhorar os hábitos de consumo de energia elétrica no setor residencial.
- Induzir na população o uso das lâmpadas fluorescentes compactas.

Para que estes objetivos sejam uma realidade a curto e longo prazo, deve-se desenvolver algumas ações sobre a implementação destes programas, levando em consideração as seguintes campanhas.

- 1) Campanha de hábitos do uso racional de energia elétrica. Estas baseiam-se especificamente em publicidade na TV, rádio e imprensa; outras atividades podem ser implementadas como informativas, demonstrativas e educativas, nas escolas, colégios e universidades, incluindo em seus programas os benefícios do uso eficiente de energia.

- 2) Campanha pela compra de equipamentos eficientes (novas tecnologias), fazendo uma demonstração das lâmpadas fluorescentes compactas existentes no mercado.
 - 3) Realizar uma demonstração do Custo - Benefício que representa a utilização destas lâmpadas, tanto para a companhia elétrica, como para o consumidor.
 - 4) Conscientizar a população sobre os benefícios que representam estas tecnologias para o meio ambiente.
3. Continuar com o trabalho de análise integrado de recursos feitos em este estudo, utilizando a cadeia de produção e os usos finais de energia, considerando sistemas saturados na geração, transmissão e distribuição.

ANEXOS

GALAPAGOS ISLANDS
(Archipiélago de Colón)

I. San Salvador

ALAPAGOS

I. Santa Cruz

I. San Cristóbal

I. Santa Elena

I. Española

Miles

Miles

Tumaco

ANEXO A

133

COLOMBIA

San Lorenzo

Pasto

Mocoa

Esmeraldas

ESMERALDAS

Tulcan
CARCHI

Ipiales

Puerto Asís

Ibarra
IMBABURA

Otavalo

PIGHINCHA

Santo Domingo de los Colorados

Quito

Nueva Loja

SUCUMBIOS

Puerto Francisco de Orellana (Coca)

NAPO

Nuevo Rocafuer

Chone

MANABI

COTOPAXI

Latacunga

Baeza

Tena

Puerto Misahualli

Portoviejo

Quevedo

LOS RIOS

BOLIVAR

TUNGURAHUA

Ambato

Puyo

PASTAZA

Babahoyo

Guaranda

Riobamba

MORONA-SANTIAGO

Montalvo

GUAYAS

Guayaquil

CHIMBORAZO

Macas

CANAR

Azoques

AZUAY

Cuenca

Ecuador

— International boundary

- - - Province boundary

★ National capital

⊙ Province capital

Posorja

Isla Puna

Puerto Bolívar

Machala

Pasaje

EL ORO

Zaruma

LOJA

Loja

Zamora

ZAMORA-CHAMORRA

Macara

Borja



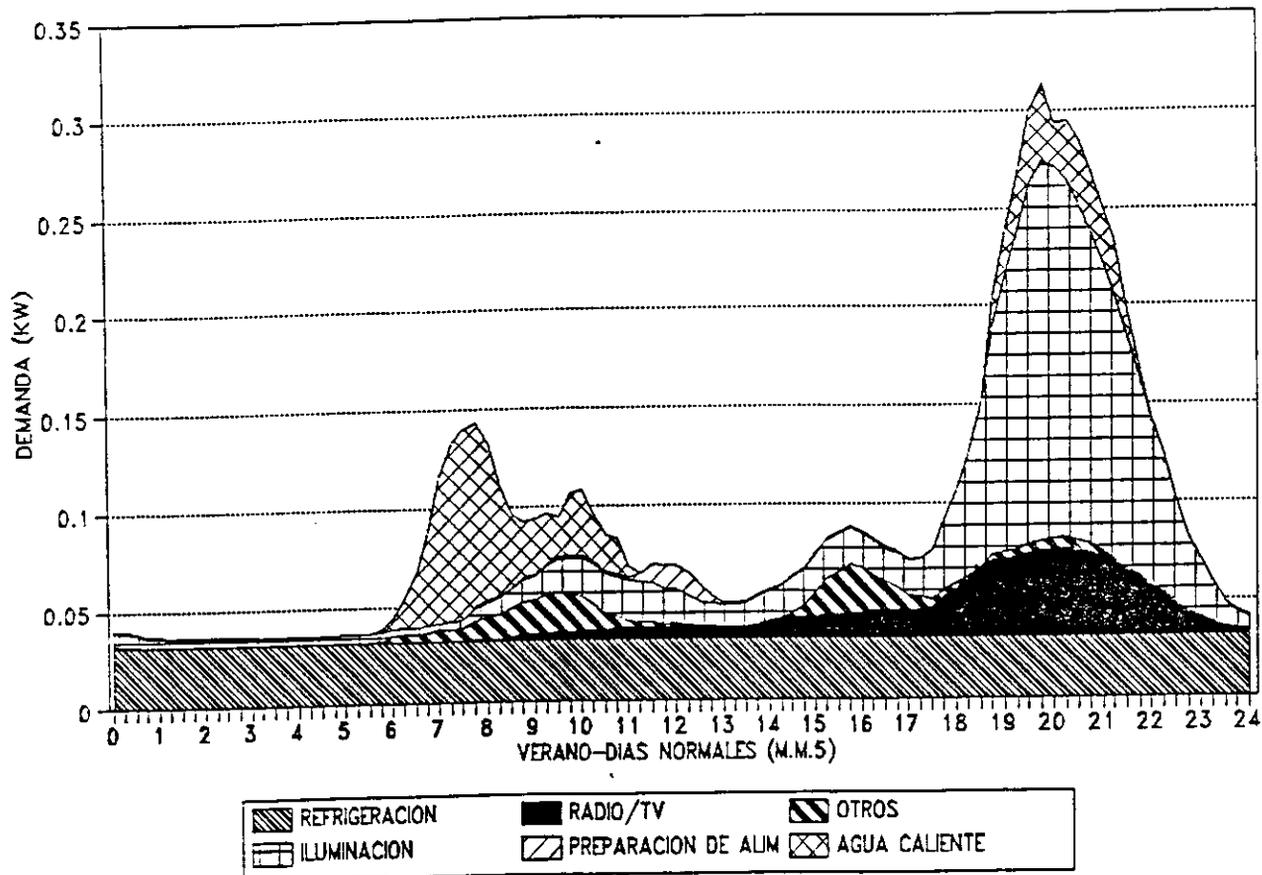
CUSTOS MARGINAIS DE LONGO PRAZO - ANO 1998

	GERAÇÃO	TRANSMISSÃO		SUB TRANS.	DISTRIBUIÇÃO			
		LINHAS	S/E		PRIM.	TRANS.	SECUN.	
POTÊNCIA	Custo Próprio (US\$/kW-ano)	90,3	26,3	17,1	35,6	16,2	17,5	18,2
	Perdas (%)		2	1,1	2,5	2	2,6	4,7
	Perdas Acumuladas (%)		2	3,1	5,6	7,6	10,2	14,9
	Custo Perdas (US\$/kW-ano)	0	1,8	1,3	3,4	3,5	5,1	10,3
	Custo Total (US\$/kW-ano)	90,3	28,1	18,4	39	19,7	22,6	28,5
	Custo Total Acumulado (US\$/kW-ano)	90,3	118,4	136,8	175,8	195,5	218,1	246,6
ENERGIA	Custo Próprio (US\$/kWh)	2,93						
	Perdas (%)		1,5	0,7	1,8	1,4	1,7	3
	Perdas Acumuladas (%)		1,5	2,2	4	5,4	7,1	10,1
	Custo Perdas (US\$/kWh)	0	0,04	0,02	0,05	0,04	0,05	0,09
	Custo Total (US\$/kWh)	2,93	0,04	0,02	0,05	0,04	0,05	0,09
	Custo Total Acumulado (US\$/kWh)	2,93	2,97	2,99	3,04	3,08	3,13	3,22
CUSTO MÉDIO	Custo de Potência (US\$/kW-ano)	90,3	28,1	18,4	39	19,7	22,6	28,5
	Custo de Comercialização (*)							9,2
	Total de Potência (US\$/kW-ano)	90,3	28,1	18,4	39	19,7	22,6	37,7
	Horas de uso	5431	5344	5256	4993	4730	4555	4380
	Custo de Potência (US\$/kW-ano)	1,66	0,53	0,35	0,78	0,42	0,5	0,86
	Custo de Energia (US\$/kWh)	2,93	0,04	0,02	0,05	0,04	0,05	0,09
	Custo Total (US\$/kW-ano)	4,59	0,57	0,37	0,83	0,46	0,55	0,95
	Custo Total Acumulado (US\$/kW-ano)	4,59	5,16	5,53	6,36	6,82	7,37	8,32
OUTROS DADOS	Fator de carga	0,62	0,61	0,6	0,57	0,54	0,52	0,5
	Fator de perdas		0,44	0,43	0,4	0,37	0,35	0,33
(*) Custo de Comercialização é de 9,2 US\$/ano/abonado ou 10 US\$/ano/kW Os porcentagem de perdas referidos ao ponto de entrega de potência ou energia								

Fonte : INECEL - DIPLAT, março 1998

DIRECCION DE ESTUDIOS Y CONTROL DE TARIFAS
 DIVISION DE ESTUDIOS DE LA CARGA ELECTRICA
 ELABORADO: NOVIEMBRE - 1991

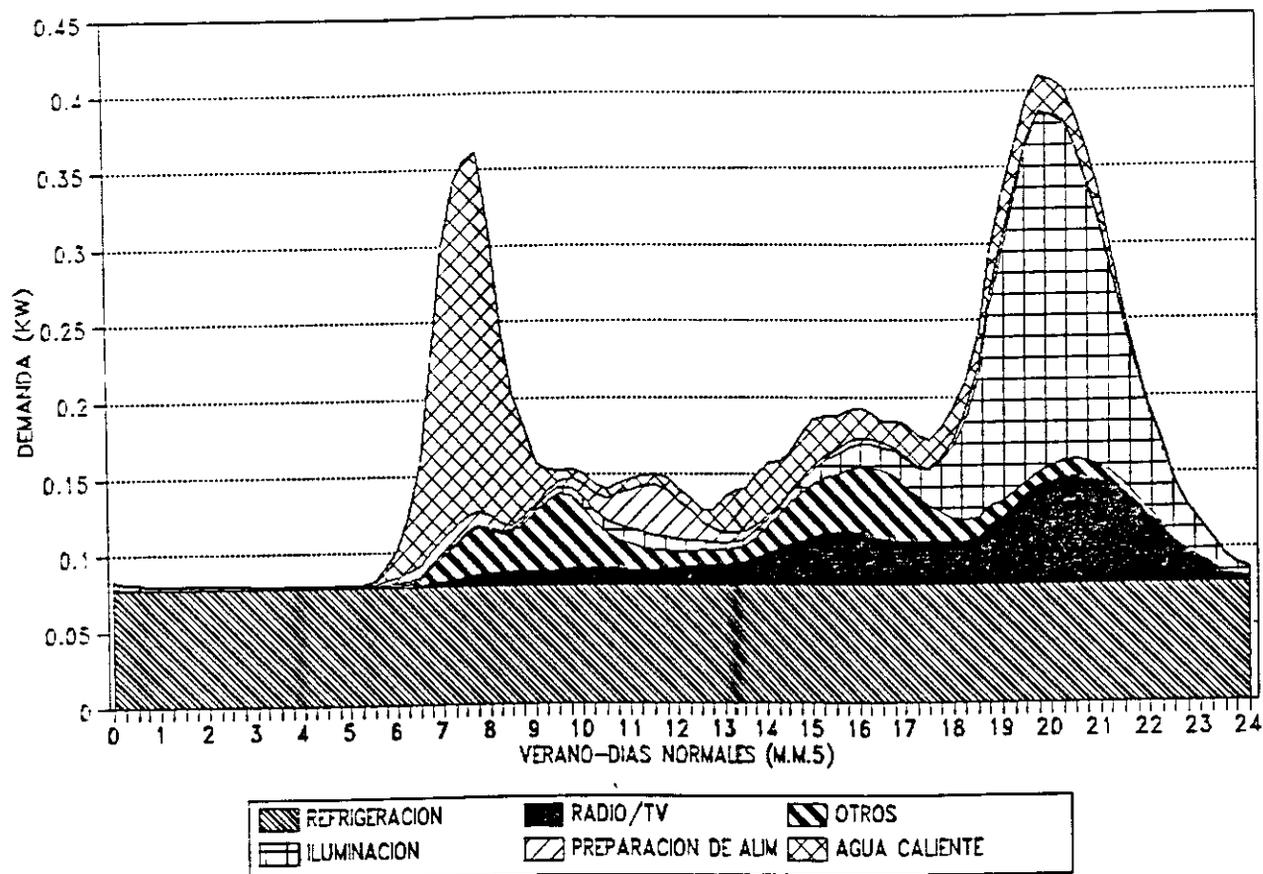
CURVA DE CARGA-ABONADO PROMEDIO-CUENCA RESIDENCIAL:Rango de 0-50 KWH/MES



CARACTERISTICAS DE LA CURVA DE CARGA

U S O	DEMANDA MAXIMA	DEMANDA COINCIDENTE		CONSUMO DIARIO		FACTOR DE CARGA
	(W)	19H30 (W)	%	KWH	%	%
REFRIGERACION	32	32	10.63	0.77	32.99	100.00
RADIO/TV	45	43	14.29	0.26	11.26	24.28
OTROS	25	5	1.66	0.12	5.23	20.29
ILUMINACION	194	184	61.13	0.84	36.09	18.05
PREPARACION DE ALIM	12	1	0.33	0.03	1.40	11.28
AGUA CALIENTE	97	36	11.96	0.30	13.04	13.04
TOTAL	315	301	100.00	2.33	100.00	30.80

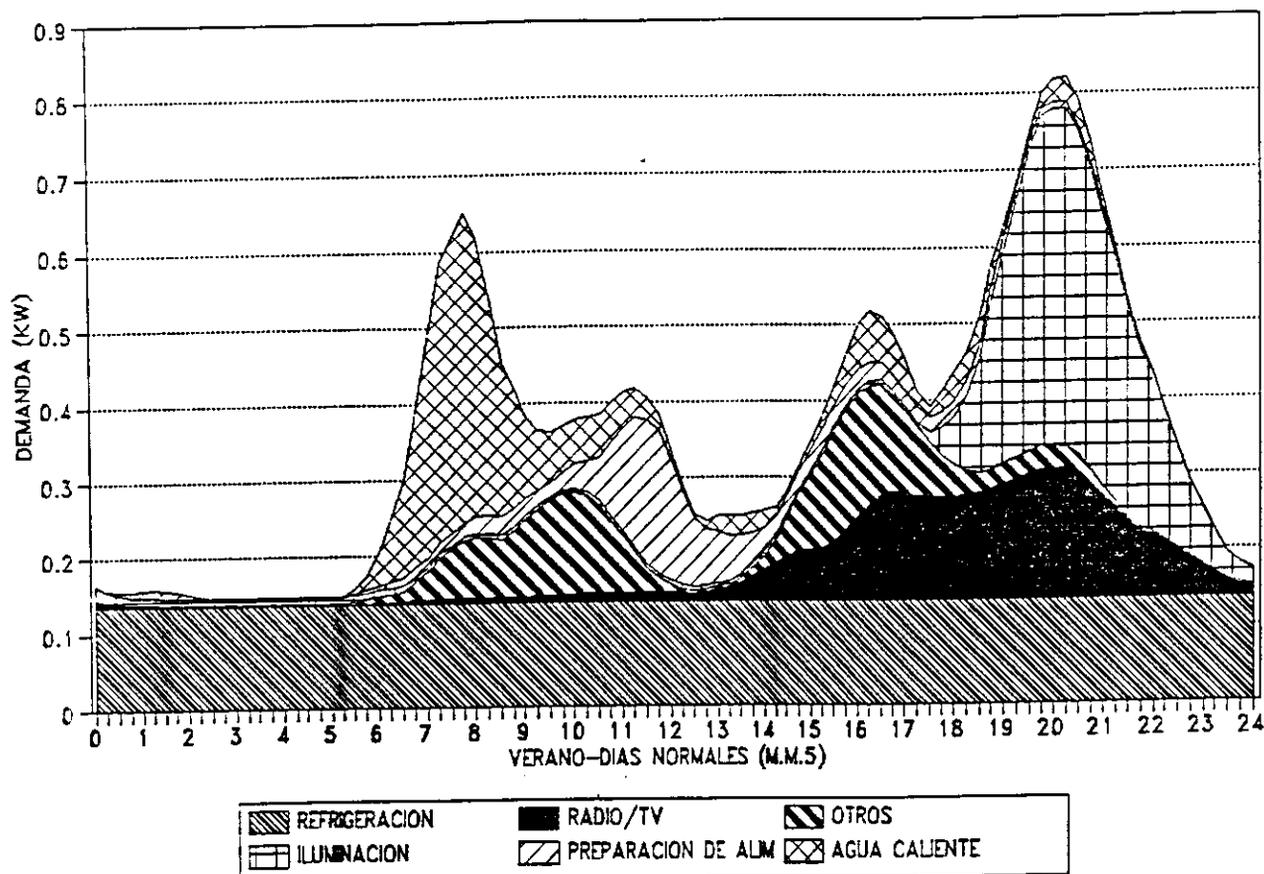
CURVA DE CARGA-ABONADO PROMEDIO-CUENCA RESIDENCIAL:Rango de 51-200 KWH/MES



CARACTERISTICAS DE LA CURVA DE CARGA

U S O	DEMANDA MAXIMA	DEMANDA COINCIDENCIA		CONSUMO DIARIO		FACTOR DE CARGA
	(W)	19H30 (W)	%	KWH	%	%
REFRIGERACION	78	78	19.80	1.87	44.22	100.00
RADIO/TV	70	59	14.97	0.46	10.97	27.65
OTROS	50	9	2.28	0.34	8.14	28.73
ILUMINACION	233	219	55.58	0.78	18.53	14.03
PREPARACION DE ALIM	33	4	1.02	0.12	2.78	14.87
AGUA CALIENTE	235	25	6.35	0.65	15.35	11.52
TOTAL	411	394	100.00	4.23	100.00	42.92

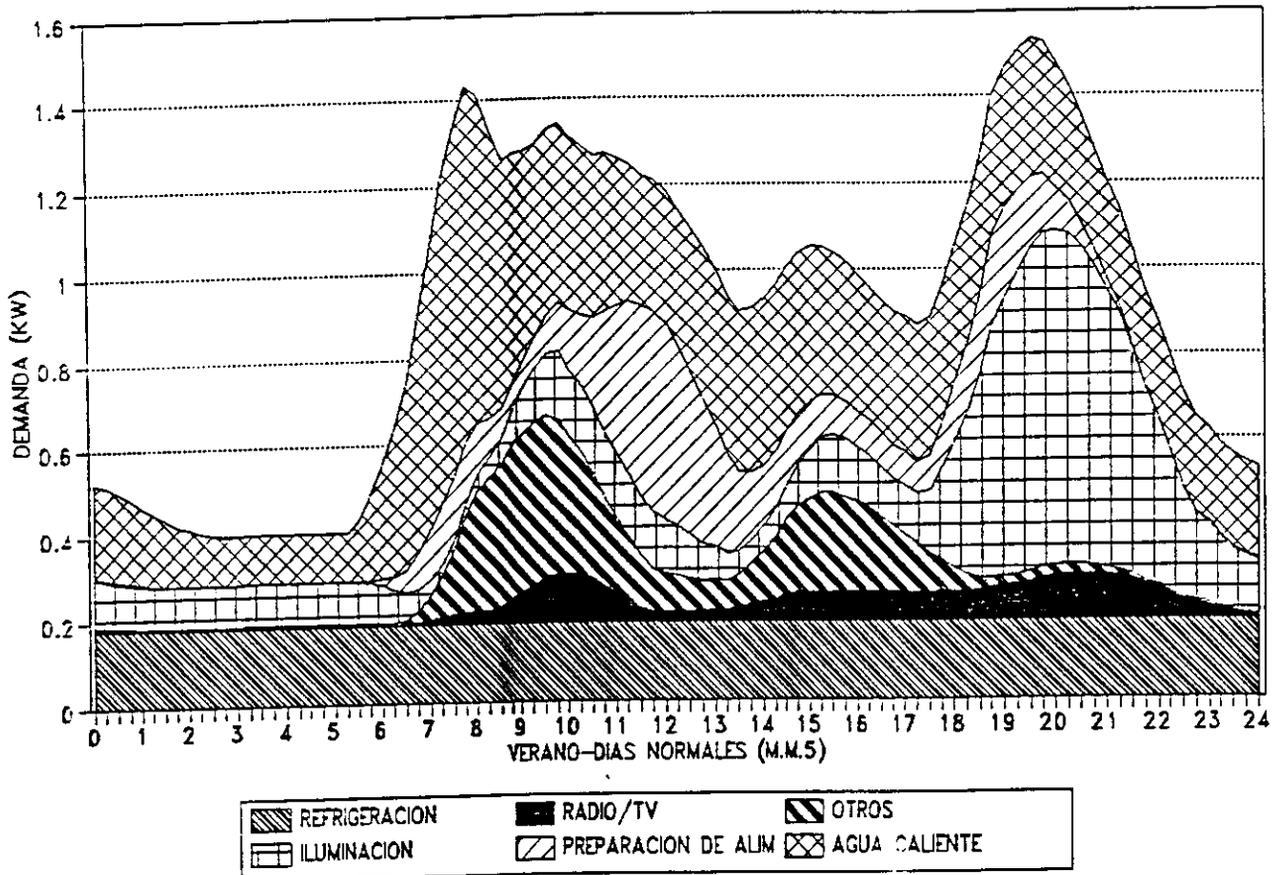
CURVA DE CARGA-ABONADO PROMEDIO-CUENCA RESIDENCIAL:Rango de 201-500 KWH/MES



CARACTERISTICAS DE LA CURVA DE CARGA

U S C	DEMANDA MAXIMA	DEMANDA COINCIDENTE		CONSUMO DIARIO		FACTOR DE CARGA
	(W)	19H30 (W)	%	KWH	%	%
REFRIGERACION	137	137	18.12	3.29	37.14	100.00
RADIO/TV	175	167	22.09	1.19	13.48	28.42
OTROS	162	32	4.23	0.98	11.12	25.32
ILUMINACION	443	396	52.38	1.58	17.81	14.83
PREPARACION DE ALIM	191	13	1.72	0.65	7.31	14.11
AGUA CALIENTE	407	11	1.46	1.16	13.13	11.90
TOTAL	826	756	100.00	8.85	100.00	44.66

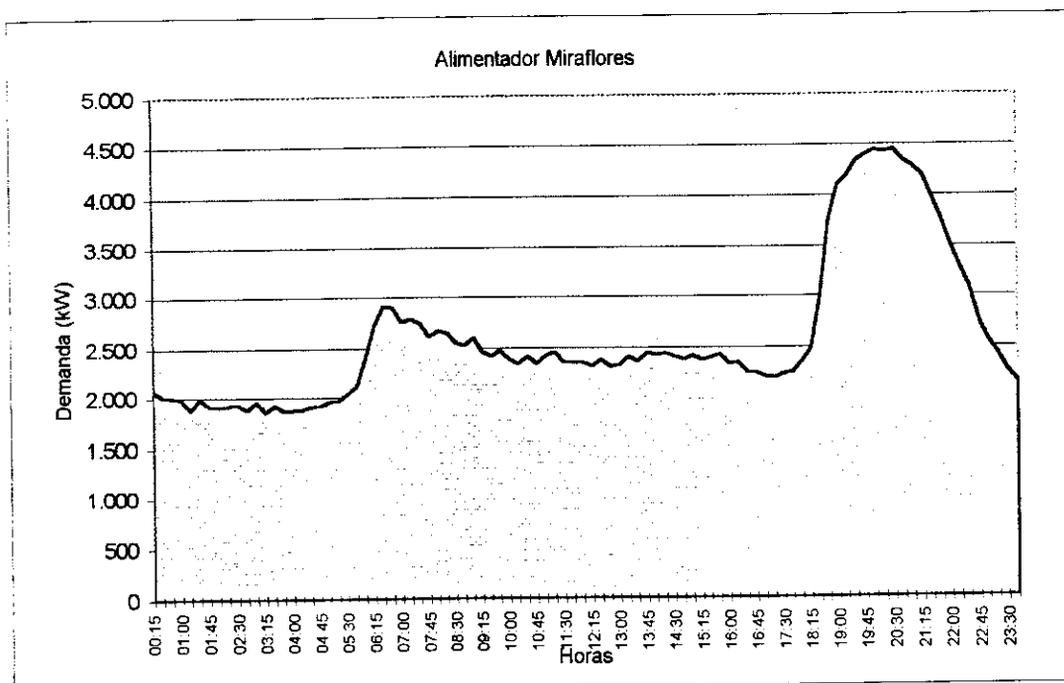
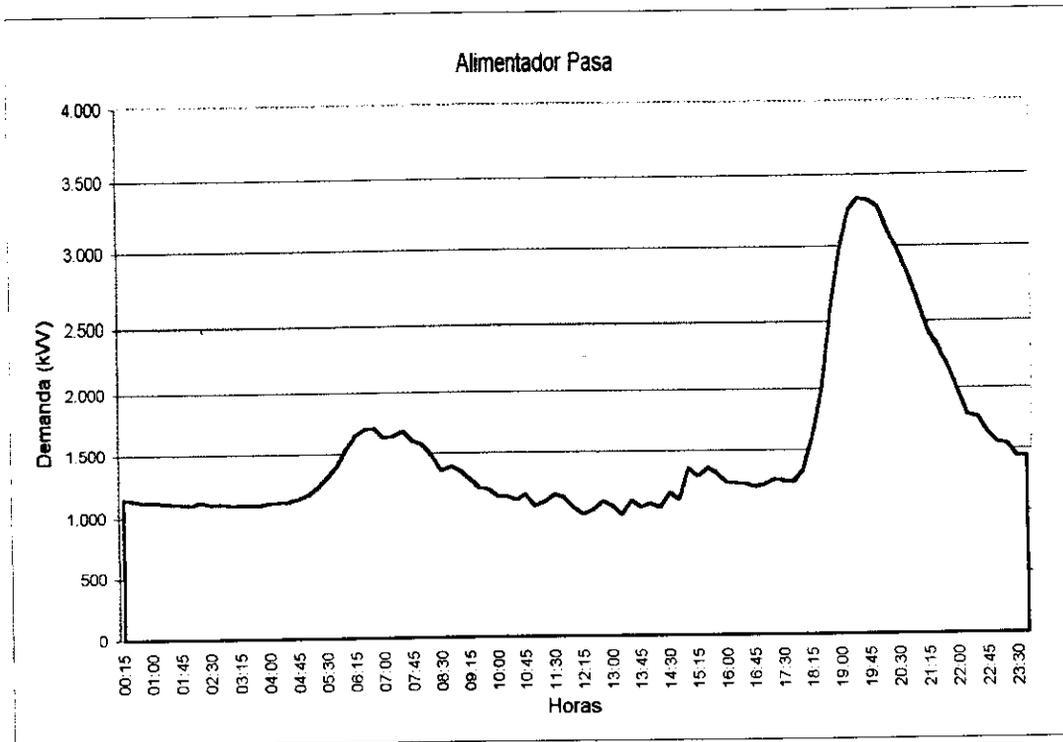
CURVA DE CARGA-ABONADO PROMEDIO-CUENCA RESIDENCIAL: Consumo sobre 500 KWH/MES



CARACTERISTICAS DE LA CURVA DE CARGA

U S O	DEMANDA MAXIMA	DEMANDA COINCIDENTE		CONSUMO DIARIO		FACTOR DE CARGA
	(W)	19H30 (W)	%	KWH	%	%
REFRIGERACION	182	182	11.78	4.37	19.50	100.00
RADIO/TV	114	93	6.02	1.08	4.82	39.45
OTROS	381	26	1.68	2.25	10.05	24.62
ILUMINACION	779	755	48.87	4.75	21.19	25.39
PREPARACION DE ALIM	470	166	10.74	2.46	10.98	21.81
AGUA CALIENTE	824	323	20.91	7.49	33.45	37.89
TOTAL	1545	1545	100.00	22.40	100.00	60.40

**CURVA CARACTERISTICA DOS ALIMENTADORES PASA E MIRAFLORES
DA S/E HUACHI - Março 10 de 1998**



Dados em pu das medições na curva de carga
do alimentador Pasa e o setor residencial

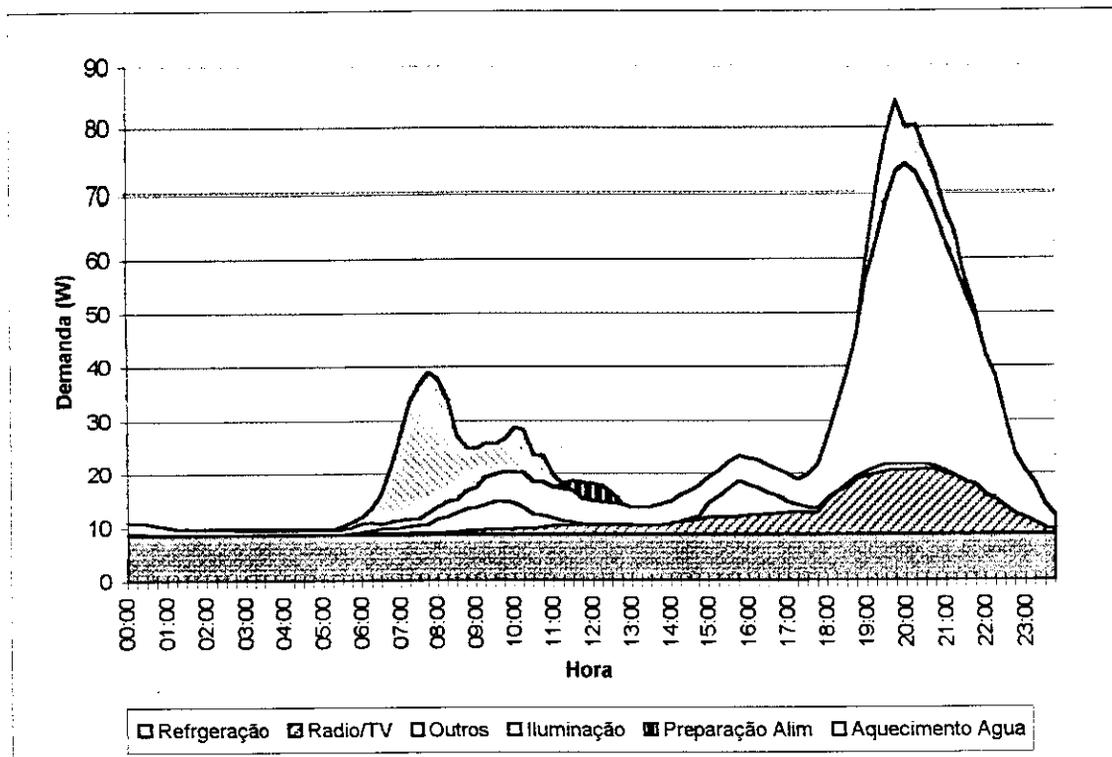
HORA	Alim. Pasa		Residencial		HORA	Alim. Pasa		Residencial	
	Potência (w)	pu	Potên. (w)	pu		Potência (w)	pu	Potên. (w)	pu
00:00	1.161,86	0,348	95,64	0,183	12:00	1.052,4	0,315	160,4	0,308
00:15	1.144,30	0,343	92,85	0,178	12:15	995,7	0,298	153,8	0,295
00:30	1.137,54	0,341	92,02	0,177	12:30	1.026,8	0,308	145,6	0,279
00:45	1.121,33	0,336	90,19	0,173	12:45	1.095,7	0,328	138,4	0,266
01:00	1.126,73	0,338	89,81	0,172	13:00	1.060,5	0,318	141,9	0,272
01:15	1.113,22	0,334	88,93	0,171	13:15	990,3	0,297	145,5	0,279
01:30	1.109,17	0,332	89,18	0,171	13:30	1.101,1	0,330	147,9	0,284
01:45	1.102,42	0,330	88,51	0,170	13:45	1.051,1	0,315	156,4	0,300
02:00	1.092,96	0,328	88,45	0,170	14:00	1.076,7	0,323	161,6	0,310
02:15	1.117,28	0,335	88,38	0,170	14:15	1.044,3	0,313	163,2	0,313
02:30	1.095,66	0,328	88,27	0,169	14:30	1.161,9	0,348	170,2	0,327
02:45	1.103,77	0,331	88,25	0,169	14:45	1.106,5	0,332	181,2	0,348
03:00	1.092,96	0,328	87,17	0,167	15:00	1.356,4	0,406	196,1	0,376
03:15	1.094,31	0,328	87,17	0,167	15:15	1.288,9	0,386	202,9	0,389
03:30	1.098,36	0,329	87,17	0,167	15:30	1.356,4	0,406	209,4	0,402
03:45	1.094,31	0,328	87,17	0,167	15:45	1.309,1	0,392	217,2	0,417
04:00	1.107,82	0,332	87,18	0,167	16:00	1.233,5	0,370	216,1	0,415
04:15	1.111,87	0,333	87,18	0,167	16:15	1.237,5	0,371	214,2	0,411
04:30	1.121,33	0,336	87,20	0,167	16:30	1.232,1	0,369	210,3	0,403
04:45	1.142,95	0,343	87,20	0,167	16:45	1.205,1	0,361	205,9	0,395
05:00	1.169,97	0,351	87,35	0,168	17:00	1.228,1	0,368	196,0	0,376
05:15	1.230,76	0,369	87,35	0,168	17:15	1.261,8	0,378	192,3	0,369
05:30	1.303,72	0,391	89,78	0,172	17:30	1.252,4	0,375	190,0	0,365
05:45	1.400,99	0,420	95,88	0,184	17:45	1.238,9	0,371	203,0	0,389
06:00	1.537,44	0,461	110,66	0,212	18:00	1.326,7	0,398	212,9	0,408
06:15	1.654,98	0,496	121,99	0,234	18:15	1.596,9	0,479	241,0	0,462
06:30	1.700,91	0,510	169,23	0,325	18:30	1.999,5	0,599	273,2	0,524
06:45	1.714,42	0,514	220,80	0,424	18:45	2.592,6	0,777	345,9	0,664
07:00	1.636,06	0,490	291,60	0,559	19:00	2.980,3	0,893	407,6	0,782
07:15	1.652,27	0,495	333,01	0,639	19:15	3.254,6	0,975	453,8	0,870
07:30	1.687,40	0,506	368,00	0,706	19:30	3.337,0	1,000	493,7	0,947
07:45	1.604,99	0,481	384,40	0,737	19:45	3.322,1	0,996	521,3	1,000
08:00	1.575,27	0,472	383,89	0,736	20:00	3.270,8	0,980	521,2	1,000
08:15	1.486,10	0,445	341,26	0,655	20:15	3.107,3	0,931	515,4	0,989
08:30	1.355,05	0,406	260,51	0,500	20:30	2.965,4	0,889	492,0	0,944
08:45	1.391,53	0,417	227,20	0,436	20:45	2.802,0	0,840	461,3	0,885
09:00	1.345,60	0,403	206,29	0,396	21:00	2.630,4	0,788	417,1	0,800
09:15	1.282,10	0,384	193,34	0,371	21:15	2.431,8	0,729	388,6	0,745
09:30	1.215,90	0,364	188,90	0,362	21:30	2.326,4	0,697	346,9	0,666
09:45	1.203,74	0,361	194,09	0,372	21:45	2.168,4	0,650	300,0	0,575
10:00	1.148,35	0,344	195,95	0,376	22:00	1.980,6	0,594	255,2	0,490
10:15	1.144,30	0,343	189,41	0,363	22:15	1.788,7	0,536	224,2	0,430
10:30	1.113,22	0,334	174,86	0,335	22:30	1.765,8	0,529	189,3	0,363
10:45	1.160,51	0,348	172,74	0,331	22:45	1.637,4	0,491	162,2	0,311
11:00	1.065,94	0,319	169,47	0,325	23:00	1.557,7	0,467	146,9	0,282
11:15	1.097,01	0,329	169,53	0,325	23:15	1.541,5	0,462	134,2	0,257
11:30	1.157,81	0,347	170,80	0,328	23:30	1.436,1	0,430	114,9	0,220
11:45	1.129,44	0,338	166,94	0,320	23:45	1.436,1	0,430	103,3	0,198

Dados em pu das medições na curva de carga
do alimentador Miraflores e o setor residencial

HORA	Alim. Miraflores		Residencial		HORA	Alim. Miraflores		Residencial	
	Potência (w)	pu	Potên. (w)	pu		Potência (w)	pu	Potên. (w)	pu
00:00	2.107,6	0,480	210,3	0,221	12:00	2.300,8	0,524	410,6	0,432
00:15	2.072,4	0,472	204,5	0,215	12:15	2.319,7	0,528	375,9	0,395
00:30	2.007,6	0,457	200,8	0,211	12:30	2.408,8	0,548	350,3	0,368
00:45	1.999,5	0,455	199,2	0,209	12:45	2.352,1	0,535	336,2	0,353
01:00	1.990,0	0,453	198,7	0,209	13:00	2.446,7	0,557	339,2	0,357
01:15	1.880,6	0,428	197,3	0,208	13:15	2.418,3	0,550	340,5	0,358
01:30	1.986,0	0,452	197,2	0,207	13:30	2.441,3	0,556	341,7	0,359
01:45	1.915,7	0,436	195,3	0,205	13:45	2.408,8	0,548	350,9	0,369
02:00	1.906,3	0,434	193,8	0,204	14:00	2.371,0	0,540	357,6	0,376
02:15	1.913,0	0,435	192,1	0,202	14:15	2.410,2	0,549	360,6	0,379
02:30	1.926,5	0,438	189,6	0,199	14:30	2.369,7	0,539	372,1	0,391
02:45	1.873,8	0,427	189,2	0,199	14:45	2.395,3	0,545	400,2	0,421
03:00	1.954,9	0,445	188,1	0,198	15:00	2.427,7	0,553	434,5	0,457
03:15	1.853,6	0,422	188,2	0,198	15:15	2.326,4	0,530	447,1	0,470
03:30	1.923,8	0,438	188,2	0,198	15:30	2.344,0	0,534	469,0	0,493
03:45	1.867,1	0,425	188,2	0,198	15:45	2.245,4	0,511	492,1	0,517
04:00	1.873,8	0,427	188,4	0,198	16:00	2.241,3	0,510	508,4	0,535
04:15	1.879,2	0,428	188,4	0,198	16:15	2.202,1	0,501	518,1	0,545
04:30	1.900,9	0,433	188,6	0,198	16:30	2.184,6	0,497	516,3	0,543
04:45	1.913,0	0,435	188,6	0,198	16:45	2.227,8	0,507	503,1	0,529
05:00	1.954,9	0,445	188,6	0,198	17:00	2.246,7	0,511	481,6	0,506
05:15	1.967,1	0,448	188,7	0,198	17:15	2.356,1	0,536	457,4	0,481
05:30	2.034,6	0,463	194,9	0,205	17:30	2.472,3	0,563	442,1	0,465
05:45	2.108,9	0,480	212,3	0,223	17:45	2.992,5	0,681	454,3	0,478
06:00	2.395,3	0,545	257,3	0,271	18:00	3.758,5	0,855	467,4	0,491
06:15	2.730,4	0,621	283,3	0,298	18:15	4.100,3	0,933	511,3	0,538
06:30	2.911,4	0,663	372,4	0,392	18:30	4.186,7	0,953	565,1	0,594
06:45	2.895,2	0,659	464,2	0,488	18:45	4.336,7	0,987	692,4	0,728
07:00	2.753,3	0,627	595,9	0,627	19:00	4.393,5	1,000	764,0	0,803
07:15	2.779,0	0,633	684,5	0,720	19:15	4.438,0	1,010	825,0	0,867
07:30	2.743,9	0,625	761,5	0,801	19:30	4.417,8	1,006	901,1	0,947
07:45	2.610,1	0,594	793,8	0,835	19:45	4.443,4	1,011	937,3	0,986
08:00	2.670,9	0,608	809,6	0,851	20:00	4.335,4	0,987	951,0	1,000
08:15	2.643,9	0,602	733,9	0,772	20:15	4.274,6	0,973	942,9	0,991
08:30	2.545,3	0,579	582,6	0,613	20:30	4.196,2	0,955	915,3	0,962
08:45	2.521,0	0,574	523,4	0,550	20:45	3.990,9	0,908	843,2	0,887
09:00	2.602,0	0,592	482,1	0,507	21:00	3.763,9	0,857	767,5	0,807
09:15	2.456,1	0,559	447,4	0,470	21:15	3.509,9	0,799	703,6	0,740
09:30	2.411,5	0,549	440,0	0,463	21:30	3.273,5	0,745	640,0	0,673
09:45	2.471,0	0,562	449,2	0,472	21:45	3.074,9	0,700	553,5	0,582
10:00	2.385,9	0,543	449,8	0,473	22:00	2.731,7	0,622	482,2	0,507
10:15	2.333,2	0,531	442,2	0,465	22:15	2.552,0	0,581	428,8	0,451
10:30	2.414,2	0,550	433,5	0,456	22:30	2.415,6	0,550	374,2	0,393
10:45	2.334,5	0,531	435,5	0,458	22:45	2.250,8	0,512	331,5	0,349
11:00	2.416,9	0,550	444,8	0,468	23:00	2.144,0	0,488	299,6	0,315
11:15	2.453,4	0,558	451,4	0,475	23:15	1.541,5	0,462	277,7	0,292
11:30	2.349,4	0,535	451,3	0,475	23:30	1.436,1	0,430	247,4	0,260
11:45	2.348,0	0,534	435,0	0,457	23:45	1.436,1	0,430	229,8	0,242

Fonte: Dados das curvas de carga. E.E.A.S.A.

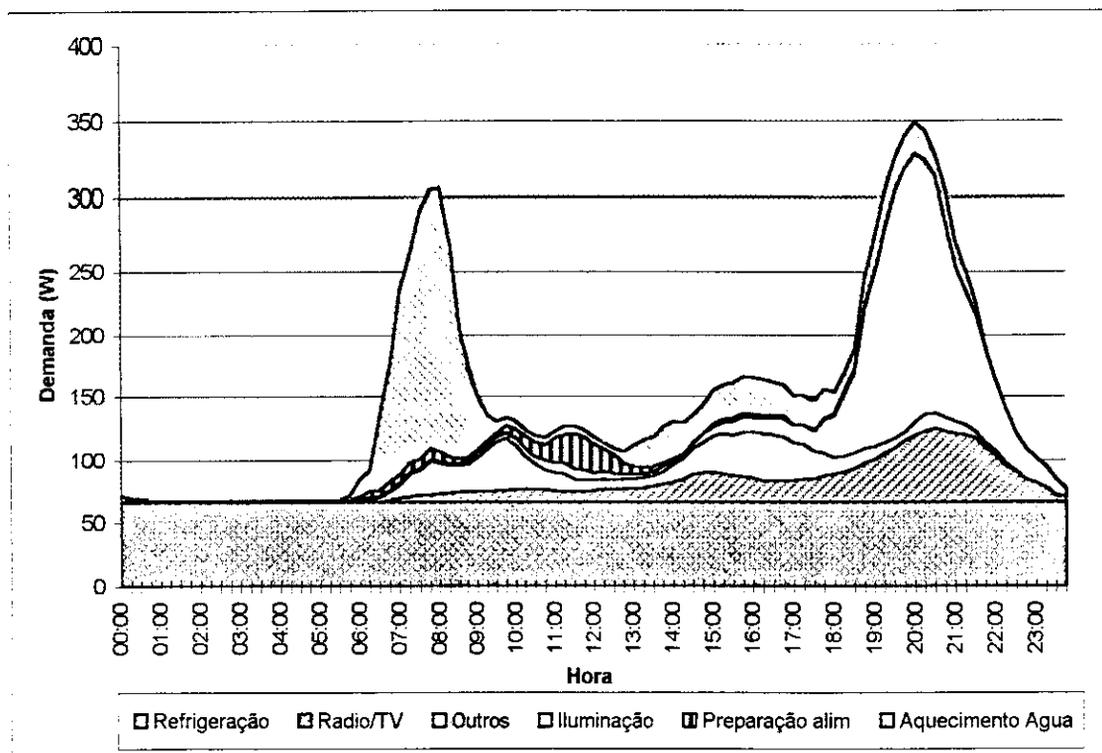
CURVA CARACTERÍSTICA DA CARGA DE AMBATO
USUÁRIO MÉDIO RESIDENCIAL 0 - 50 kWh/mês



TIPO DE USO	Dem. máx	Demanda Coincidente		Consumo Diário		FC
	(W)	19H30 (W)	(%)	(kWh)	(%)	(%)
Refrigeração	8,68	8,68	10,63	0,21	32,98	100,00
Radio/TV	12,20	11,66	14,28	0,07	11,26	24,28
Outros	6,78	1,36	1,66	0,03	5,23	20,29
Iluminação	52,60	49,89	61,12	0,23	36,09	18,05
Preparação Alimentos	3,26	0,27	0,33	0,01	1,40	11,28
Aquecimento de Água	26,31	9,76	11,96	0,08	13,04	13,04
Total	85,41	81,62	100,00	0,63	100,00	30,80

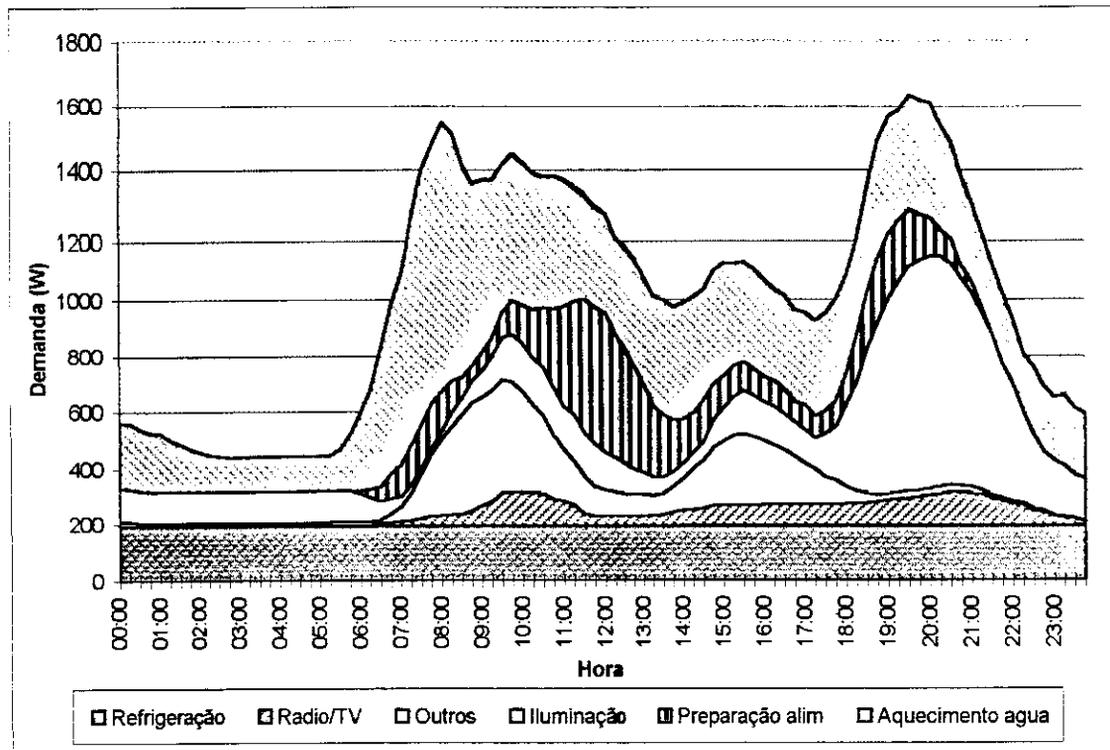
CURVA CARACTERÍSTICA DA CARGA DE AMBATO

USUÁRIO MÉDIO RESIDENCIAL 51 - 200 kWh/mês



TIPO DE USO	Dem. máx	Demanda Coincidente		Consumo Diário		FC
	(W)	19H30 (W)	(%)	(kWh)	(%)	(%)
Refrigeração	66,03	66,03	19,79	1,58	44,22	100,00
Radio/TV	59,24	49,93	14,97	0,39	10,97	27,65
Outros	42,31	7,62	2,28	0,29	8,14	28,73
Iluminação	197,33	185,47	55,60	0,66	18,53	14,03
Preparação Alimentos	27,92	3,38	1,01	0,10	2,78	14,87
Aquecimento de Água	198,97	21,17	6,35	0,55	15,35	11,52
Total	347,91	333,60	100,00	3,58	99,99	42,92

CURVA CARACTERÍSTICA DA CARGA DE AMBATO
USUÁRIO MÉDIO RESIDENCIAL + 500 kWh/mês



TIPO DE USO	Dem. máx	Demanda Coincidente		Consumo Diário		FC (%)
	(W)	19H30 (W)	(%)	(kWh)	(%)	
Refrigeração	192,58	192,58	11,78	4,62	19,50	100,00
Radio/TV	120,67	98,44	6,02	1,14	4,82	39,45
Outros	403,55	27,54	1,68	2,38	10,06	24,62
Iluminação	824,23	798,84	48,87	5,02	21,19	25,39
Preparação Alimentos	497,20	175,61	10,74	2,60	10,98	21,81
Aquecimento de Água	871,87	341,77	20,91	7,93	33,45	37,89
Total	1635,11	1634,77	100,00	23,70	100,00	60,40

**CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DOS ALIMENTADORES
DA E.E.A.S.A.RCN. ANO DE 1996**

ALIMENTADOR	QUEDA (KV)	ÁREA DE SERVIÇO	CARGA (KW)	POTÊN. CONECT.	QUEDA MÁXIMA DE TENSÃO				PERDAS %
					URBANA		RURAL		
					SECC.	%	SECC.	%	
S/E BATAN									
CENTRAL	4,16	urbano	1773,6	3825,0	44	3,7			5,5
P.D ANDA	4,16	urbano	1557,0	2143,0	175	3,8			7,0
VICENTINA	4,16	urbano	213,0	275,0	313	4,1			1,2
BOLIVAR	13,80	urbano	310,0	1190,0	386	13,9			0,1
total 4.16			3543,6						
total 13.8			310,0						
S/E LORETO									
ESPEJO	4,16	urbano	1036,8	1630,0	478	3,9			1,8
SUBTERRAN.	13,80	urbano							
BELLAVISTA	4,16	urbano	399,0	1002,5	790	3,9			2,7
ING. ALTO	13,80	urbano	1339,3	2330,0	807	13,8			0,2
total 4.16			1435,8	2632,5					
total 13.8			2330,0	2330,0					
S/E PELILEO									
HUAMBALO	13,80	rural	1139,0	2137,5			12141	13,0	2,0
PATATE	13,80	rural	1326,8	2960,0			13206	12,5	2,1
PELILEO	13,80	rural	2602,3	5300,0			14201	12,6	2,4
total 13.8			3929,1	10397,5					
S/E MONTALVO									
Q-CEVALLOS	13,80	rural	2237,1	5837,5			10938	11,9	4,9
SUR	13,80	rural	451,9	2362,5			9050	13,3	0,6
TISALEO	13,80	rural	592,3	887,5			10075	13,2	1,0
total 13.8			3281,3	9087,5					
S/E ORIENTE									
OLIMPICA	13,80	urbano	2374,6	9442,5	1168	13,6			0,6
UNIVERSIDAD	13,80	urbano	935,0	4402,0	1381	13,7			0,5
TOTORAS	13,80	rural	2147,0	4137,5			1744	13,4	0,8
total 13.8			5456,6	17982,0					
S/E HUACHI									
ATAHUALPA	13,80	urbano	2253,6	2492,5	3388	13,2			1,8
PASA	13,80	rural	2104,1	3985,0			20407	10,2	11,6
MIRAFLORES	13,80	urbano	2440,9	7120,0	3135	13,4			1,4
SANTA ROSA	13,80	rural	718,0	2475,0			21045	13,4	0,6
total 13.8			7516,6	16072,5					
S/E SAMANGA									
PILLARO	13,80	rural	3029,5	7005,0			5514	11,2	9,6
P.I.A.	13,80	rural	337,0	2075,0	1381		5832	13,6	0,1
NORTE	13,80	rural	1672,3	5700,0			8124	13,2	1,6
total 13.8			5038,8	14780,0					

**CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DOS ALIMENTADORES
DA E.E.A.S.A.RCN. ANO DE 1996**

ALIMENTADOR	VOLT. (KV)	ÁREA DE SERVIÇO	CARGA (KW)	POTEN. CONECT.	QUEDA MÁXIMA DE TENSÃO				PERDAS %
					URBANA		RURAL		
					SECC.	%	SECC.	%	
S/E BAÑOS									
RIO VERDE	13,80	rural							
BAÑOS	13,80	rural	1476,5	2505,0			17102,0	13,1	1,0
PITITIC	13,80	rural	658,5	882,5			18042,0	13,6	0,4
total 13,8			2135,0	3387,5					
S/E ATOCHA									
FICOA	13,80	urbano	2155,3	7510,0	2287	13,2			1,2
HOSPITAL	13,80	urbano	1363,0	3292,0	2673	4,0			1,9
QUISAPINCHA	13,80	rural	888,3	1960,0			4137	13,1	1,9
PILISHURCO	13,80	urbano	246,3	405,0	4439	13,3			0,6
AV. AMERICAS	13,80	urbano	3358,9	4082,0	2553	11,6			3,2
total 13,8			8011,8	17249,0					
S/E PUYO									
CENTRAL	13,80	urbano	1078,3	3757,5	30173	13,5			2,7
CIRCUNVALAC.	13,80	rural	1237,9	2421,0			30658	12,6	7,3
TARQUI-PALORA	13,80	rural	623,1	2385,0			32633	11,9	1,0
EL CAPRICO	13,80	rural	258,2	1158,0			32067	13,5	1,6
SHELL-MERA	13,80	rural	777,1	777,1			34106	13,3	13,5
total 13,8			3974,6	10498,6					

Fonte: Cálculos programa SICAP

**ORÇAMENTO ESTIMATIVA PARA A EXECUÇÃO
DE OBRAS DAS REDES PRIMARIAS
1996 - 2000**

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	QUANT.	PREÇO UNITÁRIO US\$	PREÇO TOTAL US\$
1	LINHA A 69 KV - 266 MCM S/E PILLARO	KM.	6,70	44.070	295.269,00
2	LINHA TRIFÁSICA - 13.8 KV - 2/0 AWG SETOR BAQUE- RIZO MORENO (PILLARO)	km	7,00	7.538,00	52.766,00
3	LINHA TRIFÁSICA - 13.8 KV - 1/0 AWG SANTA ROSA - AGUAJAN	km	7,70	7.538,00	58.042,60
4	LINHA TRIFÁSICA - 13.8 KV - 1/0 AWG AGUAJAN - MOGATO (INCREMENTO DE # DE FASES)	km	3,50	7.538,00	26.383,00
5	LINHA TRIFÁSICA - 13.8 KV - 2/0 AWG PILAHUIN	km	12,50	7.538,00	94.225,00
6	LINHA TRIFÁSICA - 13.8 KV - 1/0 AWG PILAHUIN-TAM- BOLOMA - MULANLEO (INCREMENTO # DE FASES)	km	9,00	7.538,00	67.842,00
7	LINHA TRIFÁSICA - 13.8 KV - 2/0 AWG MOCHA	km	13,50	7.538,00	101.763,00
8	LINHA TRIFÁSICA - 13.8 KV - 1/0 AWG EL ROSARIO - GUALCANGA (INCREMENTO # DE FASES)	km	4,40	7.538,00	33.167,20
9	LINHA TRIFÁSICA - 13.8 KV - 1/0 AWG LA DOLOROSA (INCREMENTO # DE FASES)	km	1,10	7.538,00	8.291,80
10	LINHA TRIFÁSICA - 13.8 KV - 1/0 AWG EL TRIUFO - BAÑOS (INCREMENTO # DE FASES)	km	9,50	7.538,00	71.611,00
11	CAMBIO DE CALIBRE LINHA TRIFÁSICA A 2/0 AWG, A- LIMENTADOR TARQUI-PALORA A 13.8 KV	km	30,00	7.538,00	226.140,00
12	CAMBIO DE TENSÃO - CIRCUITO BELLAVISTA A 2/0 - AWG	km	5,10	7.538,00	38.443,80
13	CAMBIO DE TENSÃO A 13.8 KV CIRCUITO VICENTINA - A 2/0 AWG	km	1,50	7.538,00	11.307,00
14	CAMBIO DE TENSÃO A 13.8 KV CIRCUITO HOSPITAL A 2/0 AWG	km	1,90	7.538,00	14.322,20
	T O T A L				1.099.573,60

Fonte: Planificação E.E.A.S.A.

ANALISE FINANCEIRA DAS ALTERNATIVAS NO SETOR RESIDENCIAL
Troca da lâmpada Incandescente 60 W - pela Fluorescente Compacta 15 W

	Incand	FLC
Potência (W)	60	15
Eficiência (lm/W)	13,7	60
Luminosidade (lm)	820	900
Vida (horas)	1.000	10.000
Preço lâmpada US\$	0,60	11,50
Preço do Reator US\$	0	0
Total	0,60	11,50

Premissas	Est 1	Est 2	Est 3	Est 4
Uso (horas/dia)	4			
Taxa de desconto (%aa)	12%			
Preço da eletr. (US\$/kWh)	0,004	0,017	0,036	0,061
Período de análise (anos)	10			

Quantidades Calculadas	
Uso (h/ano)	1460
Energia economizada (kWh/ano)	66
F de Rec Capital FRC	0,18

TEMPO SIMPLES DE RETORNO	Est 1	Est 2	Est 3	Est 4
(anos)	41,5	9,8	4,6	2,7
(meses)	497,7	117,1	55,3	32,6
(dias)	181.666,7	42.745,1	20.185,2	11.912,6

CUSTO DO CICLO DE VIDA	Incand	FLC								
# fracionário de lâmpadas	14,60	1,46								
# lâmpa para cálculo do FRC(efetivo)	14	1								
intervalo de tempo	0,68	6,85								
tx efetiva de desconto	8,07%	117,33%								
FRC (efetivo)	0,12	2,17								
Valor residual (US\$)	0,24	6,21								
Cons. energia (kWh/ano)	87,60	21,90								
	Est 1		Est 2		Est 3		Est 4			
	Incand	FLC	Incand	FLC	Incand	FLC	Incand	FLC		
Custo de eletricidade - V.P. (US\$)	1,98	0,49	8,41	2,10	17,82	4,45	30,19	7,55		
Custo não eletricidade - V.P. (US\$)	5,45	14,79	5,45	14,79	5,45	14,79	5,45	14,79		
CCV (US\$)	7,43	15,29	13,86	16,90	23,27	19,25	35,64	22,34		
CCVA (US\$/ano)	1,31	2,71	2,45	2,99	4,12	3,41	6,31	3,95		
CCVANE (US\$/ano)	0,96	2,62	0,96	2,62	0,96	2,62	0,96	2,62		

Custo Energia Conservada = (CCVANE_{fc} - CCVANE_{inc}) / Ene.Econ. = 0,0252 (US\$/kWh)

Custo Potência Conservada - CPC = 186,20 (US\$/kW)

TAXA INTERNA DE RETORNO														
Ano	Estrato 1			Estrato 2			Estrato 3			Estrato 4			# lâmpadas	
	Fluxo de caixa		Balanço											
	Incand	FLC		Incand	FLC		Incand	FLC		Incand	FLC		Incand	FLC
0	0,60	11,50	(10,90)	0,60	11,50	(10,90)	0,60	11,50	(10,90)	0,60	11,50	(10,90)	1	1
1	0,95	0,09	0,86	2,09	0,37	1,72	3,75	0,79	2,97	5,94	1,34	4,61	2	1
2	0,95	0,09	0,86	2,09	0,37	1,72	3,75	0,79	2,97	5,94	1,34	4,61	3	1
3	1,55	0,09	1,46	2,69	0,37	2,32	4,35	0,79	3,57	6,54	1,34	5,21	5	1
4	0,95	0,09	0,86	2,09	0,37	1,72	3,75	0,79	2,97	5,94	1,34	4,61	6	1
5	1,55	0,09	1,46	2,69	0,37	2,32	4,35	0,79	3,57	6,54	1,34	5,21	8	1
6	0,95	0,09	0,86	2,09	0,37	1,72	3,75	0,79	2,97	5,94	1,34	4,61	9	1
7	0,95	11,59	(10,64)	2,09	11,87	(9,78)	3,75	12,29	(8,53)	5,94	12,84	(6,89)	10	2
8	1,55	0,09	1,46	2,69	0,37	2,32	4,35	0,79	3,57	6,54	1,34	5,21	12	2
9	0,95	0,09	0,86	2,09	0,37	1,72	3,75	0,79	2,97	5,94	1,34	4,61	13	2
10	1,55	0,09	1,46	2,69	0,37	2,32	4,35	0,79	3,57	6,54	1,34	5,21	15	2

IRR ==>

#DIV/0!

-6,9%

17,1%

37,8%

ANALISE FINANCEIRA DAS ALTERNATIVAS NO SETOR DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA
LÂMPADAS DE MERCURIO E SODIO

	Vapor de Hg			Vapor de Na		
	125	175	250	70	100	150
Potência (W)	125	175	250	70	100	150
Eficacia (lm/W)	46	46	46	70	70	70
Luminosidade (lm)	6.300	8.600	13.500	5.800	9.500	13.500
Vida (horas)	13.500	15.000	15.000	15.700	15.700	15.700
Preço luminaria (US\$)	50,7	48,4	144,3	50,0	79,6	86,1
Preço lâmpada (US\$)	5,2	10,3	11,3	10,9	15,2	16,1
Preço de Outros - Vários	13,5	13,5	14,5	13,5	13,5	13,5
Subtotal	69,4	72,2	170,1	74,4	108,3	115,7
Custo de instalação + transporte (US\$/lumi)	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9
Custo de manutenção (US\$/lumi)	4,6	4,6	5,7	4,6	4,6	4,6
Custo de troca (US\$/lumi)	7,6	7,6	9,2	7,6	7,6	7,6

Premissas	
Uso (horas/dia)	12
Taxa de desconto (%aa)	12%
Preço da eletricidade (US\$/kWh)	0,053
Período de análise (anos)	10

Quantidades Calculadas	T1	T2	T3
Uso (h/ano)	4380		
Energia economizada (kWh/ano)	241	329	438
F de Rec Capital FRC	0,18		

TEMPO SIMPLES DE RETORNO			
(anos)	0,39	2,07	-2,34

COSTO DO CICLO DE VIDA	Vapor de Hg			Vapor de Na		
	125	175	250	70	100	150
# fracionario de lâmpadas	3,24	2,92	2,92	2,79	2,79	2,79
# lamp para calculo do FRC(efetivo)	3	2	2	2	2	2
intervalo de tempo	3,1	3,4	3,4	3,6	3,6	3,6
tx efetiva de desconto	41,8%	47,4%	47,4%	50,1%	50,1%	50,1%
FRC (efetivo)	0,64	0,88	0,88	0,90	0,90	0,90
Valor residual (US\$)	3,93	0,82	0,90	2,29	3,19	3,38
Consumo energia (kWh/ano)	547,5	766,5	1.095,0	306,6	438,0	657,0
Custo de eletricidade (VP)	163,96	229,54	327,91	91,81	131,16	196,75
CCV (US\$)	175,97	251,30	351,78	114,08	162,21	229,63
CCVA (US\$/ano)	31,14	44,48	62,26	20,19	28,71	40,64
CCVANE (US\$/ano)	2,13	3,85	4,23	3,94	5,49	5,82

REATORES

	Vapor de Hg			Vapor de Na		
	125	175	250	70	100	150
Potência (W)	12	14	16	13	16	20
Vida (horas)	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Preço Reator (US\$)	11,5	13,9	18,3	12,2	17,4	18,7
Preço Ignitor (US\$)	-	-	-	9,6	9,6	9,6
Subtotal	11,5	13,9	18,3	21,8	27,0	28,3

ANALISE FINANCEIRA DAS ALTERNATIVAS NO SETOR DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

COSTO DO CICLO DE VIDA	Incand			FLC		
# fracionario de reatores	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19
# reatores para calculo do FRC(efetivo)	2	2	2	2	2	2
intervalo de tempo	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
tx efetiva de desconto	67,8%	67,8%	67,8%	67,8%	67,8%	67,8%
FRC (efetivo)	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Valor residual (US\$)	9,32	11,26	14,82	9,88	14,09	15,15
Consumo energia (kWh/ano)	52,6	61,3	70,1	56,9	70,1	87,6
Custo de eletricidade (VP)	15,74	18,36	20,99	17,05	20,99	26,23
CCV (US\$)	35,18	41,86	51,92	37,67	50,40	57,84
CCVA (US\$/ano)	6,23	7,41	9,19	6,67	8,92	10,24
CCVANE (US\$/ano)	3,44	4,16	5,48	3,65	5,21	5,59

ACESSORIOS E OUTROS

	Vapor de Hg			Vapor de Na		
	125	175	250	70	100	150
Preço luminaria (US\$)	50,7	48,4	144,3	50,0	79,6	86,1
Preço de Outros - Vários	13,5	13,5	14,5	13,5	13,5	13,5
Subtotal	64,2	61,9	158,8	63,5	93,1	99,6

COSTO DO CICLO DE VIDA	Incand			FLC		
# Luminárias	1	1	1	1	1	1
intervalo de tempo	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
CCV (US\$)	64,20	61,90	158,80	63,50	93,10	99,60
CCVA (US\$/ano)	11,36	10,96	28,11	11,24	16,48	17,63
CCVANE (US\$/ano)	11,36	10,96	28,11	11,24	16,48	17,63

INSTALAÇÃO + MANUTENÇÃO

COSTO DO CICLO DE VIDA	Vapor de Hg			Vapor de Na		
CCV (US\$)	19,10	17,20	21,20	17,10	17,10	17,10
CCVA (US\$/ano)	3,38	3,04	3,75	3,03	3,03	3,03
CCVANE (US\$/ano)	3,38	3,04	3,75	3,03	3,03	3,03

LÂMPADAS, REATORES, ACESSORIOS E INSTALAÇÃO E MANUTENÇÃO

COSTO DO CICLO DE VIDA	Vapor de Hg			Vapor de Na		
CCV (US\$)	294,45	372,26	583,71	232,35	322,81	404,17
CCVA (US\$/ano)	52,11	65,88	103,31	41,12	57,13	71,53
CCVANE (US\$/ano)	20,31	22,01	41,56	21,85	30,20	32,07

	Hg 125 - Na 70	Hg 175 - Na 100	Hg 250 - Na 150
Costo Energia Conservada - CEC (US\$/kW)	0,0064	0,0249	-0,0217
Custo Potência Conservada - CPC (US\$/kW)	161,70	634,16	-558,46

TAXA INTERNA DE RETORNO												
Hg 125 - Na 70 (T1)			Hg 175 - Na 100 (T2)			Hg 250 - Na 150 (T3)			# lâmpadas			
Ano	Fluxo de caixa		Balanço	Fluxo de caixa		Balanço	Fluxo de caixa		Balanço	Hg	Na	
	Hg 125	Na 70		Hg 175	Na 100		Hg 250	Na 150				
0	88,5	103,8	-15,3	93,7	142,90	-49,2	197,6	151,6	46,0	1 (R)	1 (R)	
1	31,8	19,3	12,5	43,9	26,9	16,9	61,7	39,5	22,3	1 (R)	1 (R)	
2	31,8	19,3	12,5	43,9	26,9	16,9	61,7	39,5	22,3	1 (R)	1 (R)	
3	31,8	19,3	12,5	43,9	26,9	16,9	61,7	39,5	22,3	1 (R)	1 (R)	
4	41,6	34,8	6,8	58,8	46,7	12,0	78,7	60,2	18,6	2 (R)	2 (R)	
5	47,9	45,7	2,2	62,4	58,5	3,8	85,7	72,4	13,4	2 (2R)	2 (2R)	
6	31,8	19,3	12,5	43,9	26,9	16,9	61,7	39,5	22,3	2 (2R)	2 (2R)	
7	41,6	19,3	22,3	58,8	26,9	31,8	78,7	39,5	39,3	3 (2R)	2 (2R)	
8	31,8	34,8	-3,0	43,9	46,7	-2,9	61,7	60,2	1,6	3 (2R)	3 (2R)	
9	31,8	19,3	12,5	43,9	26,9	16,9	61,7	39,5	22,3	3 (2R)	3 (2R)	
10	53,1	45,7	7,4	62,4	58,5	3,8	85,7	72,4	13,4	3 (3R) *	3 (3R)	
Residuo =										T1	0,76(0,81R)	0,21(0,81R)
										T2, T3	0,08(0,81R)	0,21(0,81R)
TIR ==>			75,6%				27,5%			#DIV/0!		

* Para a opção T1 no ano 10, se tem 4 lâmpadas

ANALISE DA SENSIBILIDADE DO PREÇO DA ELECTRICIDADE E A TAXA DE DESCONTO
Lâmpada Incandescente 60 W e Fluorescente Compacta 15 W

	Incand	FLC
Potência (W)	60	15
Eficácia (lm/W)	13,7	60
Luminosidade (lm)	820	900
Vida (horas)	1.000	10.000
Preço lâmpada US\$	0,50	11,50
Preço do Reator US\$	0	0
Total	0,50	11,50

Premissas										
Uso (horas/dia)	4									
Taxa de desconto (%aa)	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Preço da eletr (US\$/kWh)	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Período de análise (anos)	10									

Quantidades Calculadas										
Uso (h/ano)	1460									
Energia economizada (kWh/ano)	66									
F de Rec Capital FRC	0,13	0,16	0,20	0,24	0,28	0,32	0,37	0,41	0,46	0,51

INCANDESCENTE

intervalo de tempo	0,68									
# fracionario de lâmpadas	14,60									
# lamp para calculo FRC(efetivo)	14									
tx efetiva de desconto	0,034	0,067	0,100	0,133	0,165	0,197	0,228	0,259	0,290	0,320
FRC (efetivo)	0,091	0,113	0,136	0,161	0,187	0,214	0,242	0,270	0,298	0,327
Valor residual (US\$)	0,20									
Cons energia (kWh/ano)	87,60									

Variando o preço da electricid.

	Taxa des	0,12	FRC→	0,18	leff→	0,08	FRCef→	0,12		
Valor Pres. Gastos elet (\$)	4,95	9,90	14,85	19,80	24,75	29,70	34,65	39,60	44,55	49,50
Valor Pres. Custos não elet (\$)	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54
CCV (US\$)	9,49	14,44	19,39	24,34	29,29	34,24	39,19	44,14	49,09	54,04
CCVA (US\$/ano)	1,68	2,56	3,43	4,31	5,18	6,06	6,94	7,81	8,69	9,56
CCVANE (US\$/ano)	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80

Variando a taxa de desconto

	Preço da electricidade (\$/kWh) →	0,05								
Valor Pres. Gastos elet (\$)	32,47	25,84	21,10	17,63	15,01	13,00	11,42	10,15	9,12	8,26
Valor Pres. Custos não elet (\$)	6,12	5,02	4,22	3,64	3,19	2,85	2,58	2,36	2,18	2,03
CCV (US\$)	38,59	30,85	25,33	21,27	18,21	15,85	13,99	12,51	11,30	10,30
CCVA (US\$/ano)	5,00	5,02	5,05	5,07	5,10	5,13	5,15	5,18	5,21	5,24
CCVANE (US\$/ano)	0,79	0,82	0,84	0,87	0,89	0,92	0,95	0,98	1,01	1,03

FLUORESCENTE COMPACTA

intervalo de tempo	6,85									
# fracionario de lâmpadas	1,46									
# lamp para FRC(efetivo)	1									
tx efetiva de desconto	0,40	0,92	1,60	2,49	3,61	5,03	6,81	9,02	11,74	15,07
FRC (efetivo)	1,40	1,92	2,60	3,49	4,61	6,03	7,81	10,02	12,74	16,07
Valor residual (US\$)	6,21									
Cons energia (kWh/ano)	21,90									

Variando o preço da electricid.

	Taxa de	0,12	FRC-->	0,18	leff-->	1,17	FRCef-->	2,17		
Valor Pres. Gastos elet (\$)	1,24	2,47	3,71	4,95	6,19	7,42	8,66	9,90	11,14	12,37
Valor Pres. Custos não elet (\$)	14,79	14,79	14,79	14,79	14,79	14,79	14,79	14,79	14,79	14,79
CCV (US\$)	16,03	17,27	18,50	19,74	20,98	22,22	23,45	24,69	25,93	27,17
CCVA (US\$/ano)	2,84	3,06	3,27	3,49	3,71	3,93	4,15	4,37	4,59	4,81
CCVANE (US\$/ano)	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62

Variando a taxa de desconto

	Preço da electricidade (\$/kWh) —	0,05								
Valor Pres. Gastos elet (\$)	8,12	6,46	5,28	4,41	3,75	3,25	2,85	2,54	2,28	2,07
Valor Pres. Custos não elet (\$)	23,55	19,88	17,45	15,80	14,66	13,86	13,28	12,86	12,55	12,32
CCV (US\$)	31,66	26,34	22,73	20,21	18,41	17,11	16,14	15,40	14,83	14,39
CCVA (US\$/ano)	4,10	4,29	4,53	4,82	5,16	5,53	5,94	6,38	6,84	7,32
CCVANE (US\$/ano)	3,05	3,24	3,48	3,77	4,11	4,48	4,89	5,33	5,79	6,27

CUSTO DA ELETRICIDADE ECONOMIZADA - CSE

(Variando a taxa de desconto)

(CENTS US\$/kWh)

	3,43	3,68	4,01	4,42	4,89	5,42	6,00	6,62	7,28	7,97
--	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

CUSTO DE CAPACIDADE ECONOMIZADA-CSC (US\$/kW PARA NOVO SUPRIMENTO EVITADO)

Variando a taxa de desconto

Potência de base economizada

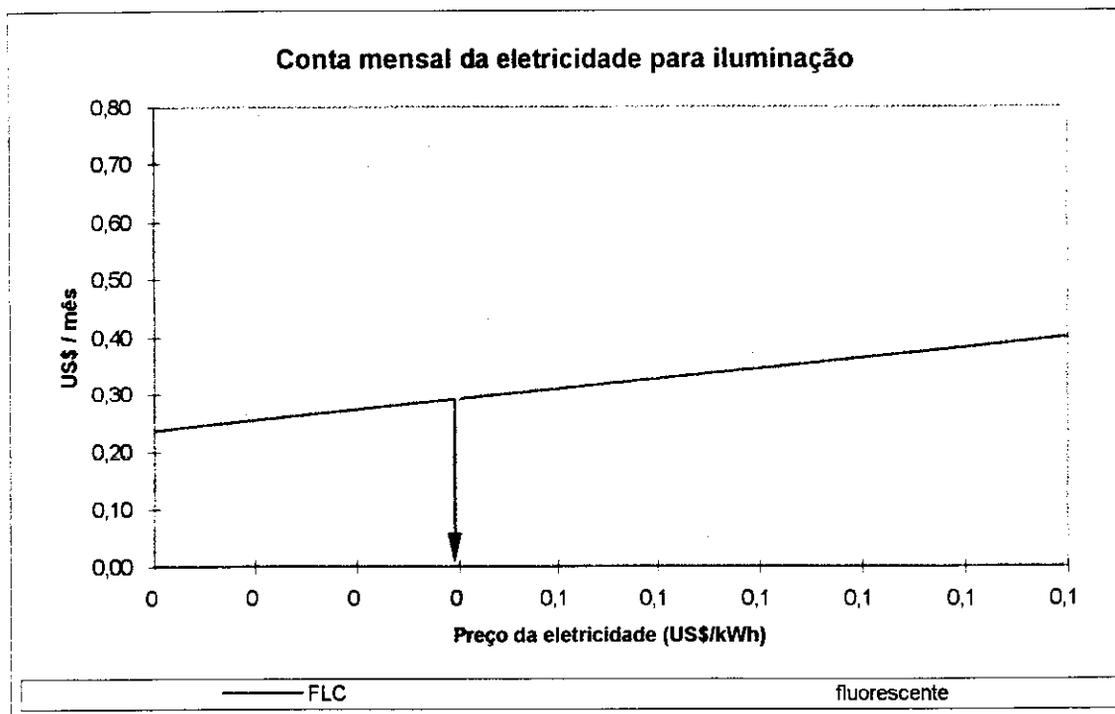
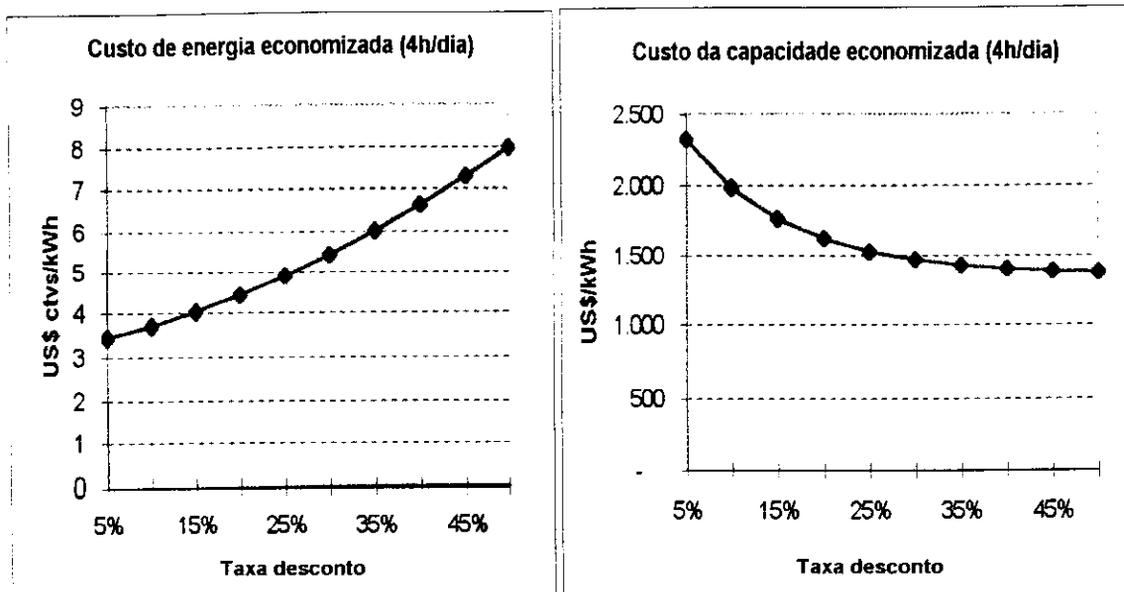
CSC (US\$/kW)

	2.323	1.982	1.764	1.622	1.529	1.468	1.427	1.400	1.383	1.372
--	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

CONTA MENSAL DE ELETRICIDADE

4 h/dia

Preço da electricidade (\$/kWh)	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Empréstimo p/ compra FLC	11,5									
Juros anuais	15%									
Juros mensais	1,17%									
Periodo amortiz.=vida da lâmp	83,3	meses								
Fator de Rec. de Capital-FRC	0,02									
Pgto mensal (US\$/mês)	0,22									
Pgto Electricidade (US\$/mês)	0,02	0,04	0,05	0,07	0,09	0,11	0,13	0,15	0,16	0,18
Conta mensal										
Fluoresc.(emprést.+eletric.)	0,24	0,25	0,27	0,29	0,31	0,33	0,34	0,36	0,38	0,40
Incandesc.(só eletric.)	0,07	0,15	0,22	0,29	0,37	0,44	0,51	0,58	0,66	0,73



CONSERVAÇÃO EM USOS FINAIS DE ELETRICIDADE							
PARÂMETROS	Lámp. Fluoresc. Compacta				Troca na Iluminação Pública		
	Est1	Est2	Est3	Est4	Na - 70 W	Na - 100 W	Na - 150 W
Uso (horas/ano)	1.460	1.460	1.460	1.460	4.380	4.380	4.380
Vida (horas)	10.000	10.000	10.000	10.000	15.700	15.700	15.700
Vida (anos)	6,85	6,85	6,85	6,85	3,58	3,58	3,58
Preço da eletricidade (US\$/kWh)	0,004	0,017	0,036	0,061	0,053	0,053	0,053
Energia Economizada (kWh/ano)	66	66	66	66	241	329	438
Fator de recuperação de capital (FRC)	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Custo Ciclo de Vida - CCV (US\$)	11,9	13,5	15,8	18,9	232,35	322,81	404,17
Custo Ciclo de Vida Anualizado - CCVA (US\$/ano)	2,10	2,39	2,80	3,35	41,13	57,14	71,54
Custo Energia Conservada - CEC (US\$/MWh)	25,2	25,2	25,2	25,2	6,4	24,9	-21,7
Custo Potência Conservada - CPC (US\$/kW)	186,2	186,2	186,2	186,2	161,7	634,2	-558,5
Redução demanda na ponta (W)	45	45	45	45	54	73	96
Redução demanda média na ponta (W)	10,2	10,2	10,2	10,2	27,0	36,5	48,0
Produção Evitada (W)	11,5	11,5	11,5	11,5	30,7	41,5	54,5
Fator de Conservação de Carga (FCC)	0,23	0,23	0,23	0,23	0,5	0,5	0,5
Custo anual por kW conservado (US\$/kW-ano)	32,96	32,96	32,96	32,96	28,62	112,25	-94,89
Índice de Efetividade de Custo (IEC)	0,41	0,41	0,41	0,41	0,23	0,88	-0,75

Fonte: Elaboração do Autor

BIBLIOGRAFIA

- ANDRADE. A. V. **Métas de Conservação de energia elétrica. Metodologia e Projeções In. Planejamento elétrico.. Anais do I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. V.2, p. 403-417. Campinas, 1989.**
- AYALA, L.A.; BARGHINI, A. **Optimización del Uso de Energía Eléctrica en la Planificación de la Oferta del Sector Residencial del Ecuador. Quito, ene. 1994.**
- BARGHINI, A. **Manual para la realización de estudios sobre Usos Finales de electricidad. Estudio del Mercado. International Energy Initiative. IEI. São Paulo, 1994.**
- BARBOSA, R. & SAUER I. **Princípios e diretrizes para uma política de iluminação pública eficiente o caso de João Pessoa - PB. VII Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, 1996.**
- CABALLERO R, J, C. **Metodología para la Caracterización de los Usos Finales de energía en el Sector Residencial: Caso de la Empresa de energia de Bogota. São Paulo, 1996.**
- CENTRO DE EXELENCA EM DISTRIBUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Planejamento integrado de Recursos. Análises Preliminares Diagnostico. São Paulo, dezembro 1994.**
- ELETROBRÁS, **Planejamento De Sistemas de Distribuição. 2 edição, Rio de Janeiro, 1986.**
- EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.RCN. **Departamento de Planificación, año 1997.**
- ENERGY POLICY, **DMS in transition: from mandates to markets. Volume 24, Number 4, April 1986.**

ETO, J.H., **An Overview of Analysis Tools for Integrated Resource Planning.**
Lawrence Berkeley Laboratory. Berkeley / California. 1990.

GELLINGS CLARK W. & CHAMBERLIN JUH H. **Demand-Side-Management,
Concepts & Methods.**

GOLDEMBERG, J.; JOHONSSON, T.; REDDY, A.; e WILLIAM, R. **Energia para o
Desenvolvimento.** Tradução José R. Moreira. São Paulo TA. Queiroz. 1988.

HIRST ERIC AND REED JHON. **Handbook of Evaluation of Utility DSM Programs,**
U.S. Department of Energy, December, 1991.

HOEL, P.G., **Estatística Elementar.** Sexta edição. Editora Atlas S.A.. Brasil. 1986.

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION (INECEL). **Dirección de
Planificación. Estadística mensual de Mercado Eléctrico.** Año 1996.

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION - LOGOS CONSULTORES.
**Informe de resultados del Estudio de Consumo de Energía Eléctrica en los
Sectorres Residencial y de Pequeño Comercio.** Quito, 1991.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADISTICAS Y CENSOS (INEC). **V Censo de
Población - Proyecciones.** Año 1990

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADISTICAS Y CENSOS (INEC). **Compendio de las
Necesidades Basicas Insatisfechas de la Población Ecuatoriana.** Año 1995

JANNUZZI G. & SWISHER j., **Planejamento Integrado de Recursos Energeticos,
Meio Ambiente, Conservação de Energia e Fontes Renováveis,** Editora Autores
Associados. Campinas - SP, Brazil 1997.

KANH, EDWARD. **Electric Utility Planning & Regualtion,** ACEEE. Washigton DC
and Berkeley / California, 1991.

- MAHUAD, DANIEL. **Uso eficiente de energia elétrica no setor residencial do Equador: Estratégias Tecnológica, Política e Econômica.** Dissertação ao programa Interunidades de Pós-graduação em Energia (IEE-USP, EPUSP, FEA-USP, IFUSP), da Universidade de São Paulo, para obtenção de título de Mestre em energia. 1994.
- MUÑOZ V., JORGE. **Uso eficiente de energia elétrica no setor de iluminação pública (IP) do Equador.** Dissertação ao programa Interunidades de Pós-graduação em Energia (IEE-USP, EPUSP, FEA-USP, IFUSP), da Universidade de São Paulo, para obtenção de título de Mestre em energia. 1996.
- NADEL, S., **Utility Demand Side Management Experience and Potencial a Critical Review.** ACEEE, Washigton DC and Berkeley / Califórnia, 1992.
- OLADE, Organización Latioamericana de Energía., **Boletín Informativo.**, Agosto 1997.
- PHILIPS do Brasil, **Catálogos de Lâmpadas.** São Paulo, 1997.
- READDY A. K. N., **Barriers to Improvements in Energy Efficiency.** Energy Policy. dezembro 1991.
- REGISTRO OFICIAL. **Reglamento de la Ley de Regimen del Sector Eléctrico.** No. 368. Quito, diciembre 4 de 1996.
- SANTOS B. CASSIO. **Incorporação de elementos do Planejamento Integrado de Recursos nos estudos de expansão do setor elétrico.** Dissertação ao programa Interunidades de Pós-graduação em Energia (IEE-USP, EPUSP, FEA-USP, IFUSP), da Universidade de São Paulo, para obtenção de título de Mestre em energia. 1997.
- SAUER I. L., et alli., **Método de Análise Energética a partir dos usos finais,** Workshop. Institute de Electrotécnica e Energia. Universidade de São Paulo. Marzo 1994.