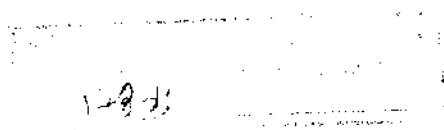


JOSÉ RICARDO MATUTE CÁRCAMO

**AVALIAÇÃO INTEGRADA DE ALTERNATIVAS DE
OFERTA E DE GERENCIAMENTO DA DEMANDA DE
ENERGIA EM HONDURAS, COM ÊNFASE NO SETOR
RESIDENCIAL DA “ZONA METROPOLITANA DEL
VALLE DE SULA”**

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

São Paulo, setembro de 2000

A faint, illegible signature and a circular stamp are visible at the bottom of the page. The signature appears to be handwritten and is partially obscured by the stamp.



A Jeová, que além de me dar vida, me tem iluminado e dado tesouros aqui na terra e uma esperança de vida num maravilhoso novo mundo.

A Reyna, pelo seu amor e apoio que durante o nosso relacionamento me tem oferecido.

A Ricardo José, por ser um galardão de Jeová e uma fonte de inspiração.

AGRADECIMENTOS

O sucesso deste trabalho seria impossível sem a participação, colaboração e orientação, direta ou indireta, de muitas pessoas. Nesse sentido desejo agradecer:

A Jeová, por me abençoar, proteger e guiar durante toda a minha vida.

A Reyna e Ricardo José, pelo amor, apoio e inspiração que recebi deles, tornando minha vida cheia de alegria.

A meus pais, Isaac e Maria, irmãos Jain, Suyapa, Armando, Maria e Martha, em geral a toda minha família, pelo carinho de toda uma vida.

Ao Professor Dr. Ildo Luis Sauer, pela amizade e orientação deste trabalho de dissertação.

A Cláudio Antônio Scarpinelli, pela revisão ortográfica deste trabalho.

À International Energy Initiative, pelo apoio financeiro, sem o qual não seria possível a realização deste sonho.

À Empresa Nacional de Energia Elétrica de Honduras, por seu apoio, especialmente ao Licenciado Edgardo Zepeda Alemán, e a todo o pessoal da "Subdirección de Planificación".

Ao pessoal docente e administrativo do Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

A meus colegas e amigos do Instituto de Eletrotécnica e Energia, por permitirem ter o seu afeto e a sua amizade sincera.

Muito obrigado Brasil.

ABSTRACT

The main objective of this work is the development of a methodology for the integrated analysis of energy demand side and supply alternatives in Honduras.

This work emphasizes the residential sector of the ZMVS (Sula Valley Metropolitan Area), in the Honduran north coast, identified as having the most promising energy efficiency potential region in the country.

Energy end uses and load curve characterization was carried out by ENEE and OLADE investigation developed for the ZMVS region.

Energy demand side management programs evaluated comprise: substitution of 20W compact fluorescent lamps for 50 and 60 W incandescent bulbs; substitution of LPG stoves for electric stoves, after their useful life; substitution of efficient for inefficient refrigerators; and replacement of air conditioning equipment with ERR at 8,8 or less with more efficient air conditioning equipment.

Economic evaluation of the programs was carried out under three different perspectives: the consumer, the utility and the perspective of society.

Results indicate that energy efficiency and energy demand side management programs are cost-effective, since their costs are lower than equivalent supply-side options.

RESUMO

O objetivo central desta dissertação é o desenvolvimento de uma metodologia para a avaliação de alternativas de oferta e gerenciamento de demanda de energia em Honduras.

O estudo enfatiza o setor residencial da ZMVS (Zona Metropolitana Del Valle de Sula), no norte de Honduras, identificada como a região de maior potencial de eficiência energética no país.

A caracterização dos usos finais da energia e as curvas de carga, foram realizadas a partir da pesquisa de campo desenvolvida na ZMVS pela ENEE (Empresa Nacional de Energía Eléctrica) e a OLADE.

Os programas de eficiência energética analisados compreendem a substituição de lâmpadas incandescentes de 50, 60 W pelas fluorescentes compactas de 20 W, a troca, após o término de sua vida útil, de fogões elétricos por fogões a GLP; a troca após o término de sua vida útil, de geladeiras de alto consumo por geladeiras eficientes e a troca de condicionadores de ar de alto consumo por condicionadores de ar mais eficientes.

Na avaliação da efetividade econômico-financeira desses programas foram consideradas três diferentes perspectivas: do consumidor, das concessionárias e da sociedade.

Os resultados indicam a viabilidade de programas de eficiência energética e de gerenciamento da demanda, já que têm custos menores aos de suprimento.

- Figura 6.2.4 Tendência das emissões de NO_x cenário térmico
- Figura 6.3.1 Tendência das emissões de CO₂ cenário médio
- Figura 6.3.2 Tendência das emissões de CO cenário médio
- Figura 6.3.3 Tendência das emissões de N₂O cenário médio
- Figura 6.3.4 Tendência das emissões de NO_x cenário médio
- Figura 6.4.1 Tendência das emissões de CO₂ cenário médio + eficiência energética
- Figura 6.4.2 Tendência das emissões de CO cenário médio + eficiência energética
- Figura 6.4.3 Tendência das emissões de N₂O cenário médio + eficiência energética
- Figura 6.4.4 Tendência das emissões de NO_x cenário médio + eficiência energética
- Figura 6.6.1 Tendência das emissões de CO₂ cenário médio + eficiência energética + renováveis + cogeração
- Figura 6.6.2 Tendência das emissões de CO cenário médio + eficiência energética + renováveis + cogeração
- Figura 6.6.3 Tendência das emissões de N₂O cenário médio + eficiência energética + renováveis + cogeração
- Figura 6.6.4 Tendência das emissões de NO_x cenário médio + eficiência energética + renováveis + cogeração

Figura 3.6.2	Participação dos usos finais na ponta das 10-12 horas
Figura 3.6.3	Participação dos usos finais na ponta das 18-20 horas
Figura 3.6.4	Curva de carga da iluminação
Figura 3.6.5	Curva de carga da cocção
Figura 3.6.6	Curva de carga da refrigeração
Figura 3.6.7	Curva de carga do condicionamento de ar
Figura 5.2.1	Curva de seleção da geração térmica de eletricidade
Figura 5.2.2	Curva de seleção das usinas futuras
Figura 5.3.1	Metodologia para a construção dos cenários
Figura 5.3.2	Número de lâmpadas no cenário de uso eficiente
Figura 5.3.3	Número de fogões no cenário de uso eficiente (mil fogões)
Figura 5.3.4	Número de geladeiras no cenário de uso eficiente (mil geladeiras)
Figura 5.3.5	Número de condicionadores de ar cenário eficiente
Figura 5.3.6	Projeção do consumo de energia na iluminação
Figura 5.3.7	Projeção do consumo na cocção
Figura 5.3.8	Projeção do consumo na refrigeração
Figura 5.3.9	Projeção do consumo no condicionamento de ar
Figura 5.4.1	Curva de seleção de recursos segundo o FCC ou FC
Figura 5.4.2	Curva de seleção de recursos com usinas existentes
Figura 5.4.3	Curva cumulativa de recursos segundo o CEC
Figura 5.4.4	Curva cumulativa de recursos segundo o IEC
Figura 5.4.5	Curva cumulativa de recursos segundo o IEC
Figura 6.2.1	Tendência das emissões de CO ₂ cenário térmico
Figura 6.2.2	Tendência das emissões de CO cenário térmico
Figura 6.2.3	Tendência das emissões de N ₂ O cenário térmico

Figura 1.1.2	Metodologia para levantamento dos dados de uso final com o Programa ENEE/OLADE
Figura 1.1.3:	Curva integrada de recursos com usinas existentes
Figura 1.1.4	Curva integrada de recursos com usinas futuras
Figura 1.1.5	Integração de recursos
Figura 1.1.6	Elaboração de cenários
Figura 1.1.7	Curva cumulativa de recursos (usinas existentes)
Figura 1.1.8	Curva Cumulativa de Recursos (usinas futuras)
Figura 2.1.1	Capacidade instalada histórica no sistema hondurenho
Figura 2.2.2	Curva de carga de despacho de segunda até sexta feira
Figura 2.2.3	Curva de carga de despacho de sábado
Figura 2.2.4	Curva de carga de despacho de domingo e dias feriados.
Figura 2.2.5	Sistema interligado nacional
Figura 2.3.1	Comportamento mensal da demanda de energia
Figura 2.3.2	Curva de carga da Tela Railroad Company
Figura 2.3.3	Curva de carga de Cementos Del Norte
Figura 2.3.5	Curva de carga de American Pacific
Figura 2.3.6	Curva de carga de ELCATÉX
Figura 2.3.7	Curva de carga de Grupo JSA
Figura 2.3.8	Curva de carga de Zip SAN JOSE
Figura 2.3.9	Curva de carga de CERVECERIA HONDUREÑA
Figura 3.2.1	Participação dos usuários por setor
Figura 3.5.1	Curva de carga do sistema hondurenho
Figura 3.5.2	Curva de carga do setor residencial da ZMVS
Figura 3.6.1	Participação dos usos finais no consumo de energia

Tabela 6.3.1	Balanco de energia por usina cenário médio
Tabela 6.3.2	Emissões de CO ₂ cenário médio
Tabela 6.3.3	Emissões de CO cenário médio
Tabela 6.3.4	Emissões de N ₂ O cenário médio
Tabela 6.3.5	Emissões de NO _x cenário médio
Tabela 6.4.1	Balanco de energia cenário médio + eficiência energética
Tabela 6.4.2	Emissões de CO ₂ cenário médio + eficiência energética
Tabela 6.4.3	Emissões de CO cenário médio + eficiência energética
Tabela 6.4.4	Emissões de N ₂ O cenário médio + eficiência energética
Tabela 6.4.5	Emissões de NO _x cenário médio + eficiência energética
Tabela 6.5.1	Emissões evitadas de projetos renováveis
Tabela 6.6.1	Resumo de emissões de CO ₂ cenário médio + eficiência energética + renováveis + cogeração
Tabela 6.6.2	Emissões de CO cenário médio + eficiência energética + renováveis + cogeração
Tabela 6.6.3	Emissões de N ₂ O cenário médio + eficiência energética + renováveis + cogeração
Tabela 6.6.4	Emissões de NO _x cenário médio + eficiência energética + renováveis + cogeração
Tabela 6.6.5	Custo do carbono evitado

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1.1	Metodologia para levantamento dos dados de uso final
--------------	--

Tabela 5.3.9	Funções de penetração das tecnologias eficientes
Tabela 5.3.10	Projeção do consumo por usos finais na ZMVS (Cenário Eficiente)
Tabela 5.3.11	Número de lâmpadas no cenário de uso eficiente
Tabela 5.3.12	Número de fogões no cenário de uso eficiente (mil fogões)
Tabela 5.3.13	Numero de geladeiras no cenário de uso eficiente
Tabela 5.3.14	Número de condicionadores de ar no cenário de uso eficiente
Tabela 5.3.15	Projeção do consumo de energia na iluminação
Tabela 5.3.16	Projeção do consumo na cocção
Tabela 5.3.17	Projeção do consumo na refrigeração
Tabela 5.3.18	Projeção do consumo no condicionamento de ar
Tabela 5.3.19	Energia economizada
Tabela 5.3.20	Capacidade evitada
Tabela 5.4.1	Curva de seleção de recursos segundo o FCC ou FC
Tabela 5.4.2	Curva de seleção de recursos com usinas existentes
Tabela 5.4.3	Dados para a curva cumulativa de recursos
Tabela 5.4.4	Dados para a curva cumulativa de recursos tomando a usina de “Los Llanitos” de referencia
Tabela 6.2.1	Balanço de energia por usina
Tabela 6.2.2	Fatores de emissão do FCCC
Tabela 6.2.3	Poder calorífico e rendimento das usinas
Tabela 6.2.4	Fatores de emissão por Usina
Tabela 6.2.5	Emissões de CO₂ cenário térmico
Tabela 6.2.6	Emissões de CO cenário térmico
Tabela 6.2.7	Emissões de N₂O cenário térmico
Tabela 6.2.8	Emissões de NO_x cenário térmico

Figura 4.8.3	Análise de sensibilidade no balanço do consumidor
Tabela 4.8.4	Dados de entrada na análise da distribuidora, condicionadores de ar
Tabela 4.8.5	Resultados para a concessionária de distribuição, condicionadores de ar
Tabela 4.8.6	Análise de sensibilidade no balanço da distribuidora, condicionadores de ar
Tabela 4.8.7	Dados de entrada na análise da geradora, condicionadores de ar
Tabela 4.8.8	Resultados para a geradora, condicionadores de ar
Tabela 4.8.9	Análise de sensibilidade no balanço da geradora, condicionadores de ar
Tabela 4.8.10	Dados de entrada na análise da sociedade, condicionadores de ar
Tabela 4.8.11	Resultado para a sociedade, condicionadores de ar
Tabela 4.8.12	Figuras de mérito, condicionadores de ar
Tabela 5.2.1	Custos das usinas térmicas existentes
Tabela 5.2.2	Custos das usinas futuras
Tabela 5.2.3	Projetos renováveis
Tabela 5.3.1	CEC e CCE da iluminação
Tabela 5.3.2	CEC e CCE da cocção
Tabela 5.3.3	CEC e CCE da refrigeração
Tabela 5.3.3	CEC e CCE do condicionamento de ar
Tabela 5.3.4	Projeção do consumo por setor
Tabela 5.3.5	Projeção do consumo das maiores cidades
Tabela 5.3.6	Consumo por usos finais da ZMVS
Tabela 5.3.7	Projeção do número de usuários na ZMVS
Tabela 5.3.8	Projeção do número de aparelhos elétricos

Tabela 4.6.4	Resultados para o consumidor, cocção
Figura 4.6.5	Análise de sensibilidade no balanço do consumidor, cocção
Tabela 4.6.6	Dados de entrada na análise da distribuidora, cocção
Tabela 4.5.7	Resultados para a Concessionária de distribuição, cocção
Tabela 4.6.8	Análise de sensibilidade no balanço da distribuidora, cocção
Tabela 4.6.9	Dados de entrada na análise da geradora, cocção
Tabela 4.6.10	Resultados para a geradora, cocção
Tabela 4.6.11	Análise de sensibilidade no balanço da geradora, cocção
Tabela 4.6.12	Dados de entrada na análise da sociedade, cocção
Tabela 4.6.13	Resultado para a sociedade, cocção
Tabela 4.6.14	Figuras de mérito, cocção
Tabela 4.7.1	Dados gerais da troca de geladeiras
Tabela 4.7.2	Resultados para o consumidor, geladeiras
Figura 4.7.3	Análise de sensibilidade no balanço do consumidor, geladeiras
Tabela 4.7.4	Dados de entrada na análise da distribuidora, geladeiras
Tabela 4.7.5	Resultados para a concessionária de distribuição, geladeiras
Tabela 4.7.6	Análise de sensibilidade no balanço da distribuidora, geladeiras
Tabela 4.7.7	Dados de entrada na análise da geradora, geladeiras
Tabela 4.7.8	Resultados para a geradora, geladeiras
Tabela 4.7.9	Análise de sensibilidade no balanço da geradora, geladeiras
Tabela 4.7.10	Dados de entrada na análise da sociedade, geladeiras
Tabela 4.7.11	Resultado para a sociedade, geladeiras
Tabela 4.7.12	Figuras de mérito, geladeiras
Tabela 4.8.1	Dados gerais da troca de condicionadores de ar
Tabela 4.8.2	Resultados para o consumidor, condicionadores de ar

Tabela 3.2.1	Estrutura do consumo de eletricidade da ZMVS
Tabela 3.2.2	Participação setorial no consumo de eletricidade da ZMVS
Tabela 3.2.3	Usuários da ZMVS
Tabela 3.2.4	Média do consumo por usuário na ZMVS
Tabela 3.4.1	Tarifa residencial - consumo menor a 300 kWh/mês
Tabela 3.4.2	Tarifa residencial - consumo maior a 300 kWh/mês
Tabela 3.5.1	Curva de carga do sistema de Honduras
Tabela 3.6.1	Participação dos usos finais no consumo de energia (GWh)
Tabela 3.6.2	Participação dos usos finais na ponta das 10-12 horas
Tabela 3.6.3	Participação dos usos finais na ponta das 18-20 horas
Tabela 4.5.1	Dados gerais da troca de lâmpadas
Tabela 4.5.2	Resultados para o consumidor na iluminação
Tabela 4.5.3	Análise de sensibilidade no balanço do consumidor na iluminação
Tabela 4.5.4	Dados de entrada na análise da distribuidora na iluminação
Tabela 4.5.5	Resultados para a concessionária de distribuição, iluminação
Tabela 4.5.6	Análise de sensibilidade no balanço da distribuidora, iluminação
Tabela 4.5.7	Dados de entrada na análise da Geradora, iluminação
Tabela 4.5.8	Resultados para a geradora, iluminação
Tabela 4.5.9	Análise de sensibilidade no balanço da geradora, iluminação
Tabela 4.5.10	Dados de entrada na análise da sociedade, iluminação
Tabela 4.5.11	Resultado para a sociedade, iluminação
Tabela 4.5.12	Figuras de mérito, iluminação
Tabela 4.5.1	Dados gerais da troca de fogões
Tabela 4.6.2	Resultados para o consumidor, cocção
Figura 4.6.3	Análise de sensibilidade no balanço do consumidor, cocção

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1.1	Emissões por usinas no período 2000-2015
Tabela 2.2.1	Capacidade instalada histórica no sistema hondurenho
Tabela 2.2.2	Geração de energia histórica por tipo de usina
Tabela 2.2.3:	Demanda máxima de potência em Honduras
Tabela 2.2.4	Plano indicativo de expansão 2001-2013
Tabela 2.2.5	Plano de expansão de distribuição 1995 – 2014
Tabela 2.3.1	Demanda mensal de energia 1990-1998
Tabela 2.3.2	Consumo de energia no setor residencial (GWh)
Tabela 2.3.3	Consumo do setor residencial por cidades (MWh)
Tabela 2.3.4	Participação das cidades no consumo residencial (%)
Tabela 2.3.5	Consumo de energia no setor comercial (GWh)
Tabela 2.3.6	Consumo do setor Comercial por cidades (MWh)
Tabela 2.3.7	Participação das cidades no consumo comercial (%)
Tabela 2.3.8	Consumo de Energia no setor industrial (GWh)
Tabela 2.3.9	Maiores consumidores da ENEE na zona norte
Tabela 2.3.10	Consumo do setor industrial por cidades (MWh)
Tabela 2.3.11	Participação das cidades no consumo industrial (MWh)
Tabela 2.3.11	Consumo de energia no setor público (GWh)
Tabela 2.3.12	Consumo do setor público por cidade
Tabela 2.3.13	Participação das cidades no consumo do setor público (%)
Tabela 2.5.1	Projetos renováveis
Tabela 2.5.2	Projetos de cogeração.
Tabela 3.1.1	Cobertura elétrica na ZMVS

6.6.2	Resumo de emissões de CO	181
6.6.3	Resumo de emissões de N ₂ O	182
6.6.4	Resumo de emissões de NO _x	183
6.6.5	Custo de carbono evitado	184

CAPÍTULO VII: SUMARIO, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

7.1	Sumario e conclusões	185
7.2	Recomendações	221
APÊNDICE		223
BIBLIOGRAFIA		243

5.4	Integração de recursos	149
5.4.1	Seleção de alternativas segundo o FCC	149
5.4.2	Comparação entre os programas de eficiência energética e as usinas existentes	151
5.4.3	Integração de recursos pela curva cumulativa	152

CAPÍTULO VI: IMPACTO DO PIR NAS EMISSÕES DE POLUENTES AMBIENTAIS EM HONDURAS

6.1	Introdução	157
6.2	Cenário térmico	159
6.2.1	Balanço de energia	159
6.2.2	Emissões de poluentes cenário térmico	160
6.3	Cenário médio	167
6.3.1	Balanço de energia	167
6.3.2	Emissões de poluentes cenário médio	168
6.4	Cenário médio mais eficiência energética	174
6.4.1	Balanço de energia	174
6.4.2	Emissões de poluentes cenário médio + eficiência energética	175
6.5	Cenário médio mais eficiência energética mais renováveis	179
6.5.1	Projetos de fontes renováveis	179
6.6	Resumo de emissões	180
6.6.1	Resumo de emissões de CO ₂	180

4.8.1	Ar: resultados da perspectiva do consumidor	115
4.8.2	Ar: resultado da perspectiva da concessionária de distribuição	117
4.8.3	Ar: resultado da perspectiva da concessionária de geração	119
4.8.4	Ar: resultado da perspectiva da sociedade	120
4.8.5	Ar: figuras de mérito do condicionamento de ar	121

CAPÍTULO V: AVALIAÇÃO INTEGRADA DE RECURSOS

5.1	Introdução	123
5.2	Análise do lado da oferta	123
5.2.1	Usinas Existentes	125
5.2.2	Plano de Expansão	126
5.2.3	Renováveis e Cogeração	128
5.3	Análise do Lado da Demanda	129
5.3.1	Eficiência energética	129
5.3.1.1	Uso eficiente da iluminação	129
5.3.1.2	Uso eficiente da cocção	130
5.3.1.3	Uso eficiente da refrigeração	130
5.3.1.4	Uso eficiente do condicionamento de ar	131
5.3.2	Demanda evitada	132
5.3.3	Construção de cenários	133
5.3.3.1	Cenário de eficiência tendencial	133
5.3.3.2	Cenário de uso eficiente	137
5.3.3.3	Potencial de eficiência energética	139

4.4.1	Perspectiva do não participante	87
4.4.2	Perspectiva do participante	88
4.4.2.1	Perspectiva do consumidor	88
4.4.2.2	Perspectiva da empresa de distribuição	89
4.4.2.3	Perspectiva da empresa de geração	90
4.4.2.4	Perspectiva da Sociedade	90
4.5	Resultados da avaliação da Iluminação	92
4.5.1	Iluminação: resultados da perspectiva do consumidor	92
4.5.2	Iluminação: resultado da perspectiva da concessionária de distribuição	95
4.5.3	Iluminação: resultado da perspectiva da concessionária de geração	97
4.5.4	Iluminação: resultado da perspectiva da sociedade	99
4.5.5	Iluminação: figuras de mérito da troca de lâmpadas	100
4.6	Resultados da avaliação da Cocção	101
4.6.1	Cocção: resultados da perspectiva do consumidor	101
4.6.2	Cocção: resultado da perspectiva da concessionária de distribuição	104
4.6.3	Cocção: resultado da concessionária de geração	105
4.6.4	Cocção: resultado da perspectiva da sociedade	107
4.6.5	Figuras de mérito da cocção	108
4.7	Resultados da avaliação da refrigeração	109
4.7.1	Refrigeração: resultados da perspectiva do consumidor	109
4.7.2	Refrigeração: resultado da perspectiva da concessionária de distribuição	111
4.7.3	Refrigeração: resultado da perspectiva da concessionária de geração	112
4.7.4	Refrigeração: resultado da perspectiva da sociedade	113
4.7.5	Figuras de mérito da refrigeração	113
4.8	Resultados da avaliação do condicionamento de ar	115

3.6.2	Participação dos usos finais na ponta das 10-12 horas	73
3.6.3	Participação dos Usos Finais no Pico das 18-20 horas	74
3.6.4	Curvas de carga por usos finais	75
3.6.4.1	Curva de carga da iluminação	76
3.6.4.2	Curva de carga da cocção	77
3.6.4.3	Curva de carga da refrigeração	77
3.6.4.4	Curva de carga do condicionamento de ar	78
3.7	Resumo	79

CAPÍTULO IV: AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

4.1	Introdução	81
4.2	Fatores que intervem na análise econômica financeira	82
4.2.1	Taxa de desconto	82
4.2.2	Tarifas de eletricidade	82
4.2.3	Preços dos equipamentos	83
4.3	Figuras de mérito	83
4.3.1	Tempo simples de retorno	83
4.3.2	Custo de ciclo de vida	84
4.3.3	Taxa Interna de retorno	85
4.3.4	Custo da energia conservada	85
4.3.5	Custo da capacidade evitada	86
4.3.6	Índice de efetividade de custo	87
4.4	Definição das perspectivas	87

2.5 Fontes renováveis e cogeração	57
2.5.1 Projetos de fontes renováveis	57
2.5.2 Projetos de cogeração	57

CAPÍTULO III: CARACTERIZAÇÃO DOS USOS FINAIS NA ZMVS

3.1 Dados gerais	59
3.2 Mercado de eletricidade	60
3.2.1 Consumo de eletricidade	60
3.2.2 Número de usuários	61
3.2.3 Consumo médio	62
3.3 Mercado de eficiência energética	63
3.3.1 Lâmpadas incandescentes e fluorescentes compactas	63
3.3.2 Fogões	64
3.3.3 Geladeiras	66
3.3.4 Condicionadores de ar	67
3.4 Tarifas de eletricidade	68
3.4.1 Tarifas no setor residencial	68
3.5 Caracterização das curvas de carga	69
3.5.1 Curvas de carga do sistema	69
3.5.2 Curva de carga no setor residencial da ZMVS	71
3.6 Caracterização dos usos finais	72
3.6.1 Participação dos usos finais no consumo de energia	72

2.3.2	Setor comercial	39
2.3.2.1	Consumo comercial total	39
2.3.2.2	Consumo comercial por cidade	40
2.3.3	Setor industrial	40
2.3.3.1	Maiores consumidores	41
2.3.3.2	Consumidores médios	46
2.3.3.3	Pequena indústria	46
2.3.3.4	Consumo indústria por cidade	46
2.3.4	Setor público	47
2.3.4.1	Consumo total do setor público	47
2.3.4.2	Consumo do setor público por cidade	48
2.4	Estrutura do Setor	49
2.4.1	Organização Institucional	49
2.4.1.1	Gabinete Energético	49
2.4.1.2	Comissão Nacional de Energia	49
2.4.2	Lei Elétrica	50
2.4.2.1	Objetivos	50
2.4.2.2	Da geração de energia elétrica	51
2.4.2.3	Da Transmissão de energia elétrica	51
2.4.2.4	Da Distribuição e comercialização de energia elétrica	52
2.4.2.5	Da operação do sistema interligado	53
2.4.2.6	Do Regime Tarifário	54
2.4.2.7	Do Regime Fiscal	55
2.4.2.8	Da Proteção e conservação do meio ambiente	56
2.4.2.9	Dos contratos de operação	56

CAPÍTULO II: CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO DE HONDURAS

2.1	Dados Gerais	21
2.1.1	Geografia	21
2.1.2	Clima	22
2.1.3	Demografia	22
2.1.4	Economia	23
2.2	Oferta de eletricidade	23
2.2.1	Sistema de geração	23
2.2.1.1	Capacidade instalada	23
2.2.1.2	Descrição do sistema de geração existente	25
2.2.1.3	Produção de eletricidade	28
2.2.1.4	Curvas de carga de despacho	28
2.2.2	Planejamento do sistema de geração	31
2.2.3	Sistema de transmissão existente	32
2.2.3.1	Descrição do sistema de transmissão existente	32
2.2.3.2	Interligação centro americana	33
2.2.3.3	Sistema de transmissão planejado	34
2.2.4	Sistema de Distribuição	34
2.3	Consumo de eletricidade em Honduras	36
2.3.1	Setor Residencial	37
2.3.1.1	Consumo residencial total	37
2.3.1.2	Consumo residencial por cidade	38

ÍNDICE

LISTA DE TABELAS	x
LISTA DE FIGURAS	xvi
RESUMO	xix
ABSTRACT	xx

CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO

1.1	Definição do problema	2
1.2	Possíveis soluções	4
1.3	Fatores motivadores	6
1.4	Objetivos	8
1.4.1	Objetivo geral	8
1.4.2	Objetivos específicos	8
1.5	Metodologia	9
1.6	Alcance	17
1.7	Organização da dissertação	17

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

A crise do Petróleo dos anos 70, e a problemática ecológica dos anos 80, colocaram as bases para um novo enfoque do planejamento energético, voltado para uma maior eficiência no uso da energia, mediante a análise dos serviços energéticos.

O planejamento tradicional orientou-se para a demanda de energia final mais que para os usos finais. O planejamento via quantidade de demanda de energia ao invés dos serviços que os usos finais oferecem.

O Planejamento Integrado de Recursos (PIR) aparece como uma alternativa para melhorar a eficiência econômica e energética, colocando à disposição da sociedade recursos, pelo lado da demanda, mais eficientes com custos menores aos do suprimento.

O Planejamento Integrado de Recursos basicamente é uma metodologia que busca atender a demanda por serviços energéticos com custos mínimos para a sociedade, pela otimização de um conjunto de opções de suprimento e de uso final eficiente pelo lado da demanda, levando em conta os impactos ambientais. Para conseguir isso, o conhecimento do consumo e uso da energia no percurso do tempo é muito importante, com vistas a identificar as oportunidades de melhoramento da eficiência energética e/ou econômica no setor elétrico.

Esta metodologia foi amplamente difundida no mundo, por exemplo: USA, Canadá, Brasil, Austrália, México, Índia, Tailândia, Coréia, França, Alemanha, entre outros, no entanto, mudanças recentes na indústria elétrica fazem perguntar qual será o futuro do PIR (Sioshansi, P.F., 1996).

Na América Latina, existe uma pressão para a reestruturação e a privatização do setor elétrico. Estas mudanças podem excluir algumas das opções do PIR tradicional, mas abrem novas possibilidades (Chamberlin J.H. e Herman P.M., 1996). Entre as possibilidades estão planejar programas de fomento à eficiência nos usos finais e proteção do meio ambiente, mediante encargos ambientais e incentivos, programas desenvolvidos por empresas não públicas, e mesmo pelas empresas de eletricidade estatais, aplicados às funções que permaneçam como monopólio, como a distribuição.

Ainda mais, as empresas concorrentes em geração podem usar os princípios do PIR para satisfazer as necessidades de eficiência e de preços baixos dos clientes e cumprir com as restrições ambientais presentes e futuras.

Finalmente, nos países onde permanece uma forte função de planejamento, o PIR provê uma maneira para integrar eficiência nos usos finais e a proteção ambiental dentro do contexto energético.

1.1 Definição do Problema

Dificuldades financeiras ocorridas no começo dos anos 90, levaram a blecautes de energia de até 12 horas diárias em todo o país em 1994. Este fato fez com que o governo procurasse possíveis soluções. É assim que em novembro desse mesmo ano foi aprovado o Decreto Legislativo 158-94¹, onde se procura desverticalizar e regular a indústria elétrica (geração, transmissão, distribuição e comercialização) e a abertura do setor às pessoas naturais (físicas) ou jurídicas, entes públicos, privados ou mistos com vistas a atrair capital.

¹ A qual será denominada como a Lei Elétrica neste trabalho

Como consequência desta abertura, a ENEE (Empresa Nacional de Energia Eléctrica), empresa estatal, perde algumas funções e agora são as forças do mercado que determinam o tipo de tecnologia a usar-se para satisfazer a demanda de energia eléctrica.

Tem-se observado que cinco anos após da aprovação da Lei Eléctrica, o investimento que a empresa privada tem feito foi para a geração de energia eléctrica, usando usinas termeléctricas que queimam óleo combustível.

Este fato tem mudado a composição da matriz energética para o suprimento de energia eléctrica. Assim, em 1994 a participação das usinas na geração de electricidade foi: Hidráulica (98,2%) e Térmica (1,8%). Para o ano de 1999, a participação das usinas térmicas alcançou um máximo de 44,4% (8,1% estatal e 36,3% de produtores privados), e a participação das usinas hidráulicas diminuiu até o valor de 55,6%.

Essa participação térmica pode aumentar nos próximos 15 anos (até 2015), segundo o plano indicativo da geração de electricidade, que identificou um aumento na demanda de 723 MW de potência (85% da capacidade instalada em 1999) e 4.217 GWh de energia (144% do consumo de energia de 1999).

O seguimento de um plano de expansão térmico traz efeitos negativos do ponto de vista ambiental, devido a que a geração de electricidade baseada na queima de carvão e óleo combustível é a maior responsável pelas emissões de CO₂ (dióxido de carbono), maior precursor do efeito estufa e pelas emissões de NO₂ (dióxido de nitrogênio), No_x (óxidos de nitrogênio) e SO₂ (dióxido de enxofre) precursores da chuva ácida.

Nos Estados Unidos a geração de electricidade é responsável por dois terços das emissões de SO₂ e um terço das emissões de NO₂, além provocar um terço² das emissões de CO₂.(Ottinger, R L ,1991)

No caso hondurenho, em particular, as emissões resultantes da adoção de um plano de expansão puramente térmico equivalem a emissões acumuladas de 42.534,9 mil

² O que equivale ao 11% das emissões globais de CO₂

toneladas de CO₂, 8,5 mil toneladas de CO, 0,3 mil toneladas de N₂O e 113,7 mil toneladas de NO_x.

A tabela 1.1.1 mostra as emissões acumuladas por tipo de planta no sistema hondurenho.

Este panorama não é atrativo do ponto de vista ambiental já que o aumento da geração térmica queimando óleo combustível provocará um aumento considerável das emissões dos gases efeito estufa, chuva ácida e outros, com o conseqüente efeito negativo no meio ambiente e a deterioração da qualidade do ar e da saúde.

Tabela 1.1.1: Emissões por usinas no período 2000-2015

Emissões Acumuladas Cenário de Expansão Térmico (Mil Toneladas)				
GEE	CO₂	CO	N₂O	NO_x
USINAS TÉRMICAS				
TGAS DE ENEE (Diesel)	125,7	0,0	0,0	0,3
LUFUSSA (Diesel)	95,1	0,0	0,0	0,3
LUFUSSA II (Diesel)	1.985,2	0,4	0,0	5,2
EMCE (Bunker)	434,5	0,1	0,0	1,1
EMCE II (Bunker)	1.175,7	0,2	0,0	3,1
ELCOSA (Bunker)	420,2	0,1	0,0	1,1
ARRENDA (Diesel)	369,6	0,1	0,0	1,0
MS DIESEL (Bunker)	16.256,3	3,2	0,1	42,4
TGAS AD (Diesel)	9.122,4	1,9	0,1	24,9
C COMBINADO (Diesel)	12.550,1	2,6	0,1	34,2
TOTAL	42.534,9	8,5	0,3	113,7

Fonte: ENEE, 1999b

1.2 Possíveis Soluções

Uma solução ao problema é a implementação da metodologia do Planejamento Integrado de Recursos em Honduras. Pode-se adotar medidas em todos os setores orientadas para:

- ✓ Melhoramento da eficiência dos processos de produção de energia elétrica, empregando as tecnologias mais eficientes disponíveis no mercado.

- ✓ Incremento da eficiência energética nos usos finais de iluminação, condicionamento de ambientes, refrigeração, produção de calor, bombeamento. Desta forma atender-se-ão os mesmos usos finais com menor consumo de energia elétrica.
- ✓ Substituição da eletricidade por GLP no uso da cocção.
- ✓ Promoção de programas de uso racional de energia e cogeração no sector industrial de Honduras.
- ✓ Uso de combustíveis menos poluidores na produção da eletricidade, tal como o gás natural.
- ✓ Substituição de fontes tradicionais por fontes alternativas de produção de energia, tais como: solar, eólica, biomassa, geotérmica entre outras.

Estas ações pelo lado da demanda são atraentes para o setor residencial dada a alta participação deste setor no consumo de energia e a sua contribuição nas pontas do sistema, além da tarifa de eletricidade.

Devido a que o setor de eletricidade é capital intensivo e precisa de longos tempos para seu desenvolvimento, implementar medidas com o objetivo de evitar investimentos em novas usinas é em muitos casos o mais econômico do ponto de vista dos agentes participantes. Nesse sentido o setor residencial é um alvo para desenvolver esses programas.

No caso do setor residencial de Honduras, conforme pesquisa de usos finais feita pela ENEE e a OLADE, pode-se desenvolver ações nos usos de maior participação: cocção, iluminação, refrigeração e ar condicionado.

Na iluminação, os avanços tecnológicos provêm um potencial de redução de em torno a 67%. Também há importantes avanços nos usos de condicionamento de ar, refrigeração e pode-se substituir a eletricidade por GLP na cocção.

Pode-se encetar então, ações do lado da oferta mediante a inclusão no planejamento elétrico das fontes renováveis e a penetração do gás natural na produção de eletricidade, entretanto do lado da demanda pode-se fazer as seguintes ações:

- ✓ Troca de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas.
- ✓ Substituição de fogões elétricos, ao final da sua vida, por fogões a GLP.
- ✓ Troca de geladeiras de alto consumo por geladeiras mais eficientes.
- ✓ Troca de equipamentos de Ar Condicionado de alto consumo por condicionadores mais eficientes.

Estas ações pelo lado da demanda são viáveis devido às características de uso da energia no setor, ao grande potencial de economia e á elevada tarifa de eletricidade existente (US\$ cents 10/kWh³), isto leva a que os capitais investidos, mediante a implementação das ações tenham um **rápido retorno**.

Pela iminente privatização da indústria de eletricidade, as ações a se implementar serão analisadas tomando em conta as diferentes perspectivas dos atores que participarão: o consumidor, empresas de distribuição, empresas de geração⁴, a sociedade, embora atualmente, a empresa estatal seja verticalmente integrada e só exista concorrência na geração de eletricidade.

1.3 Fatores Motivadores

A Lei elétrica vigente incentiva projetos baseados em recursos renováveis⁵:

³ Segundo dados do Departamento de Planejamento Elétrico da ENEE

⁴ Embora num mercado de geração de energia competitivo, o gerador não estiver muito interessado em investir em eficiência energética.

⁵ Mesmo que a Lei não ordena o seguimento da metodologia do PIR, os incentivos para as fontes renováveis de energia e cogeração, podem se ver dentro do contexto do PIR.

A geração de eletricidade baseada em fontes renováveis e/ou bens de produtos procedentes de cultivos, terá preferência em igualdade de condições, na compra de energia por parte da ENEE.

Os projetos baseados em recursos renováveis estão livres do pagamento do imposto de vendas, impostos, taxas e direitos de importação durante o período de construção para todos aqueles equipamentos, materiais e serviços que serão utilizados na instalação da usina de geração⁶. Adicionalmente, estão livres do pagamento do Imposto da Renda durante os primeiros cinco anos, contados a partir da data de operação comercial da usina.

No caso de plantações destinadas ao uso de biomassa para uso industrial ou para a geração de energia elétrica, não se criarão novas regulamentações que originem custos adicionais ou restrinjam o desenvolvimento dos projetos baseados na exploração de recursos naturais.

Também os projetos baseados em fontes renováveis terão preferência na seleção de alternativas pelo lado da oferta, já que segundo a Lei Elétrica, quando a ENEE prepare os planos de expansão de geração e se encontrassem seqüências com alternativas que contenham projetos de desenvolvimento com recursos renováveis, tais como hidrelétricas, eólicas, solares, geotérmicas, biomassa ou outros, estes se preferirão, sempre e quando o valor presente do custo de dita seqüência não seja superior em até dez por cento (10%), ao valor presente da seqüência de geração ótima⁷.

Estes incentivos da Lei Elétrica de Honduras, para projetos com recursos renováveis podem ser aproveitadas num contexto do PIR, mediante sua inclusão no planejamento indicativo e implementando ações pelo lado da demanda. Essas oportunidades se

⁶ Atualmente o imposto sobre vendas em Honduras é do 15%

⁷ Artigo 1 do decreto legislativo No. 267-98 do 5 de dezembro de 1998, que reformou artículo 10 do decreto legislativo No. 85-98, de 31 de março de 1998 .

refletem ao se observar a projeção da demanda mencionada na seção 1.1 e as emissões resultantes mostradas na tabela 1.1.1.

Este panorama pode ser mudado pela implementação de ações pelo lado da oferta usando fontes renováveis e cogeração e ações pelo lado da demanda num contexto do PIR.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo Geral

Estudar a implementação da metodologia do PIR (Planejamento Integrado de Recursos) para Honduras, com ênfase no setor residencial da ZMVS (Zona Metropolitana del Valle de Sula).

1.4.2 Objetivos Específicos

- ✓ Desenvolver uma análise da atual estrutura do setor elétrico, observando os aspectos legais quanto a incentivos no desenvolvimento de projetos de eficiência energética, fontes renováveis de energia, e de proteção e conservação do meio ambiente.
- ✓ Caracterizar o sistema interligado atual e avaliar as suas perspectivas futuras.
- ✓ Analisar o consumo de eletricidade de Honduras, particularmente para o setor residencial da ZMVS, a partir da análise dos usos finais de energia.

⁸ Segundo dados de poluentes por MWh gerado fornecido pelo Ministério de Recursos Naturais e Ambiente.

- ✓ Estudar o mercado de EE (Eficiência Energética) no setor residencial da ZMVS, com base em pesquisas sobre tecnologias disponíveis e fornecedores de equipamentos.
- ✓ Caracterizar os usos finais de energia do setor residencial da ZMVS mediante a construção das curvas de carga.
- ✓ Avaliar os programas de eficiência energética, mediante figuras de mérito que permitam comparar estas alternativas na mesma base das opções pelo lado da oferta. As figuras de mérito a serem avaliadas são: Tempo Simples de Retorno (TSR), Custo do Ciclo de Vida (CCV), Custo de Ciclo de Vida Analisado Não Energético (CCVANE), Custo da Energia Conservada (CEC), Taxa Interna de Retorno (TIR), Custo da Capacidade Evitada (CCE), Fator de Conservação de Carga (FCC), Índice de Efetividade de Custo (IEC) e Balanço Custo – Benefício (BCB).
- ✓ Comparar os programas de eficiência energética e as opções pelo lado da oferta mediante uma curva de seleção que tem o Custo Total por kW-ano em função do Fator de Carga ou Fator de Conservação de Carga (FCC).
- ✓ Comparar os programas de eficiência energética mediante a curva cumulativa que tem o CEC em função da energia acumulada das ações pelo lado da demanda.
- ✓ Elaborar uma avaliação integrada de opções de oferta e ações no lado da demanda.

1.5 Metodologia

Para atingir o objetivo principal, em primeiro lugar, fazer-se-á um diagnóstico do setor elétrico Hondurenho e em particular do setor residencial da ZMVS, procurando conhecer

o consumo de eletricidade e a sua natureza. A seguir serão identificados os usos finais de energia com impacto maior na curva de carga para assim identificar as oportunidades de economia de energia ou mesmo de manejo da demanda. Para esse objetivo um roteiro metodológico adequado foi descrito por Caballero (1996) e Barghini (1996). Mas pelo curto período de tempo que foi dispensado em Honduras, não foi possível fazer uma pesquisa do comportamento dos usuários no uso da energia elétrica, e a melhor alternativa consistiu em usar os resultados da pesquisa feita pela ENEE e a OLADE na mesma zona. A metodologia utilizada por eles segue um roteiro semelhante, embora não tenham feito o projeto de medições dos aparelhos elétricos. O roteiro adequado compreende as seguintes atividades:

1.5.1 Análise Socioeconômica

Os determinantes da demanda de energia elétrica estão diretamente ligados às características socioeconômicas da população.

Na falta de dados que explorem as condições socioeconômicas, uma fonte muito importante é o cadastro de clientes da concessionária (ENEE).

1.5.2 Projeto da Amostra

Dado que são vários os determinantes dos níveis do consumo de energia, é recomendável a metodologia da amostragem aleatória estratificada, baseada na média (consumo médio de energia).

No processo da amostra os custos da pesquisa devem ser considerados como uma restrição. O problema consiste em determinar os ganhos em representatividade das informações pesquisadas e os custos associados ao acréscimo dessa representatividade.

Os clientes cadastrados se organizam em classes e devem ser enumerados consecutivamente. Daí, geram-se números aleatórios e com base nestes números obtidos devem ser retirados os clientes que correspondam aos números aleatórios

gerados, ate cumprir o numero necessário de clientes a serem pesquisados, para cada uma das classes.

1.5.3 O tamanho da amostra

Define-se COMO:

$$\text{Tamanho} = (Z^2) \cdot (\text{Sigma}^2) / (\text{Erro Maximo}^2)$$

Onde,

Z: E o ponto porcentual de uma distribuição normal para um nível de significância adotado. (Pode ser o nível de 95%, pelo que $Z = 1.96$).

Sigma²: E a variância da classe da qual vai se tirar à amostra

Erro Max²: E o quadrado do erro Maximo de estimação aceitável para a amostra (Neste caso pode ser 95% para ter uma boa representatividade).

1.5.4 Análise de Equipamentos de Uso Final

Esta etapa esta orientada para identificar os equipamentos de uso final e seus consumos específicos.

Fontes:

Pesquisa de Hábitos e Posse de equipamentos de Uso Final

Pesquisa de Medições nos equipamentos de Uso Final

Fabricantes dos equipamentos

Fornecedores dos equipamentos

➤ **Projeto da Pesquisa de Campo**

As duas atividades principais a serem desenvolvidas são:

1. Projeto de Questionário da Pesquisa de Posse de equipamento de Uso Final.
2. Aplicação do mesmo no Campo

A **primeira atividade** consiste na definição de cada um dos módulos e das perguntas a serem aplicadas aos consumidores pesquisados, orientadas para medir as variáveis sobre posse de equipamentos de uso final, hábitos de utilização dos mesmos e suas especificações técnicas (tamanho, potências e consumos médios), além da área do negócio. Quanto aos hábitos é importante identificar cada ação sobre os equipamentos. Isto constitui os chamados "eventos elétricos", que somados formam a curva de carga de cada equipamento de uso final.

A **segunda atividade** corresponde propriamente às tarefas de levantamento das informações, resultado da aplicação da pesquisa. Também é recomendável fazer um programa de medições localizadas que tem por objetivo contrastar as respostas recolhidas e os consumos específicos dos equipamentos.

➤ **Projeto de Medições**

As diferentes medições se referem a:

- Medições de potência instantânea dos equipamentos
- Medições de energia para cada equipamento
- Medição da curva de carga dos equipamentos
- Medição da curva de carga do Cliente.

1.5.5 Integração dos Resultados

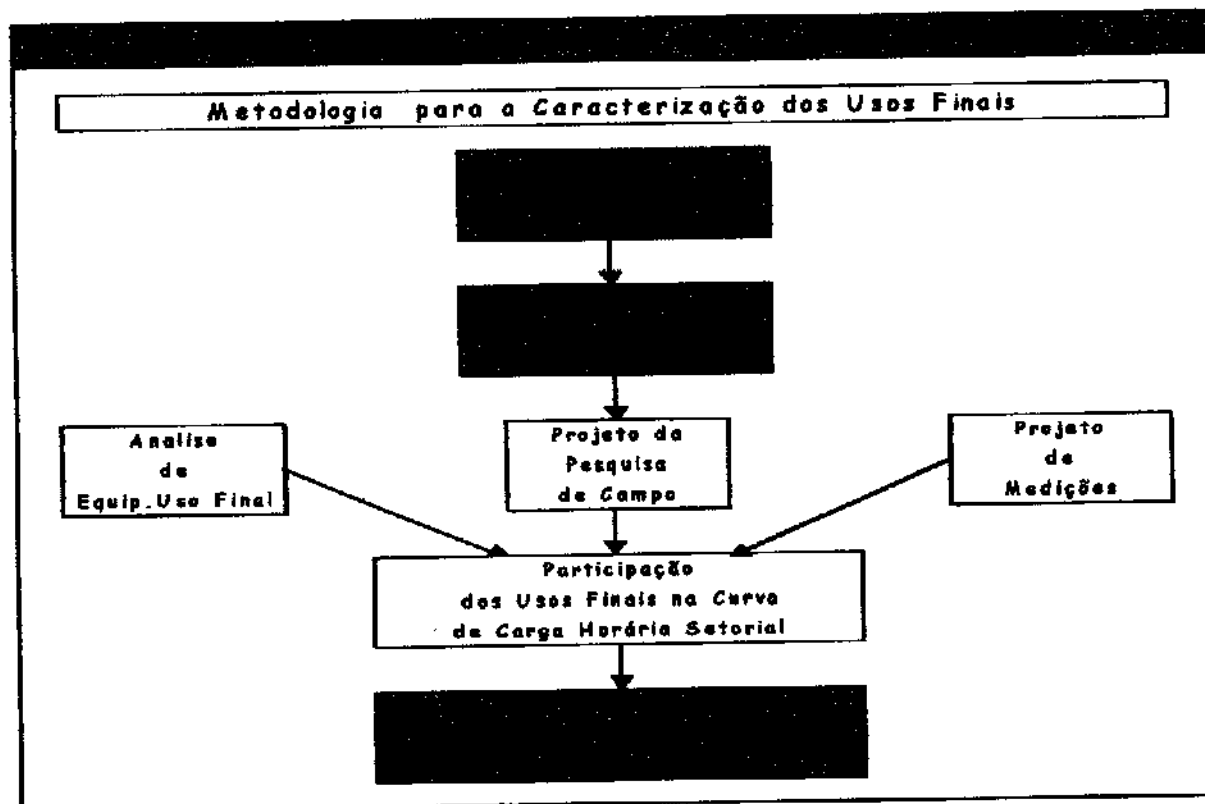
O processo de integração das pesquisas e das medições, é um processo que exige o critério do analista, para a identificação de eventos. No entanto deve-se ressaltar que a pesquisa e as perguntas da mesma tentam captar os comportamentos típicos e médios dos clientes e não somente uma medida num período de tempo limitado (às vezes duas semanas). Portanto em caso de dúvida a pesquisa é a base e as medições são o complemento.

Os dados são então processados num software que maneja os dados e produz dados estatísticos e as **Curvas de Carga Horárias por Usos Finais**

A figura 1.5.1, mostra a metodologia e atividades mais importantes da análise de usos finais, como parte fundamental da metodologia do PIR

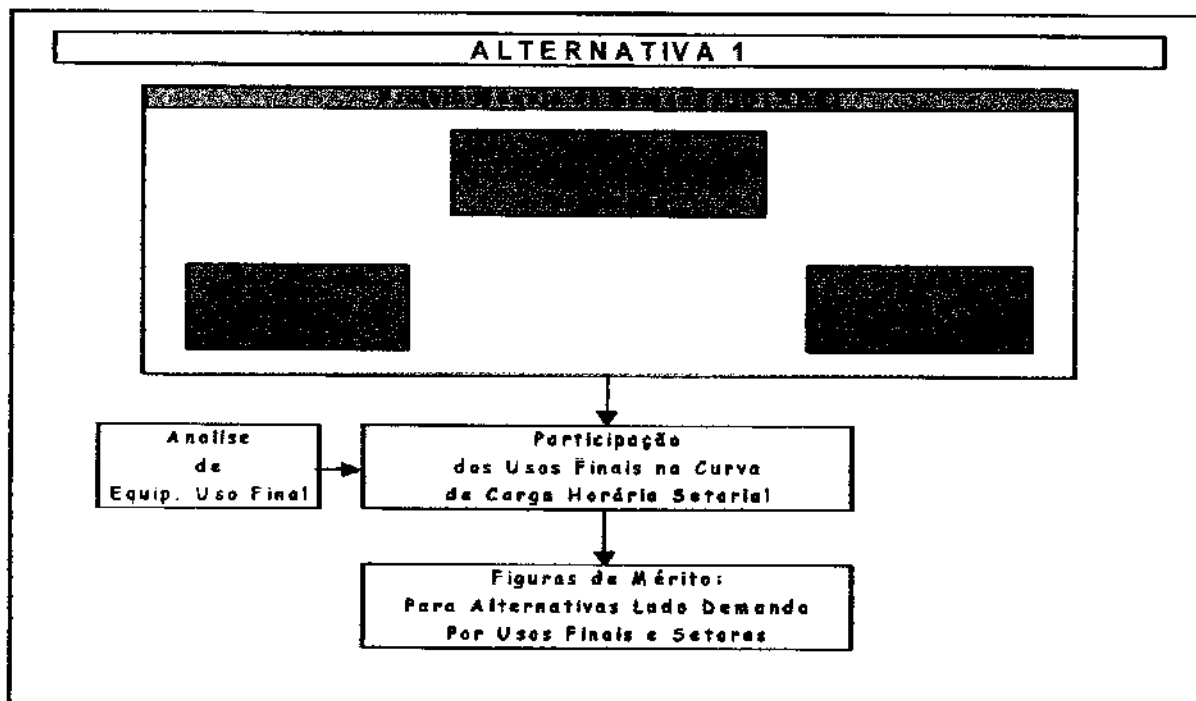
Figura 1.5.1: Metodologia para levantamento dos dados de uso final

Fonte: Elaboração Própria



Como foi dito anteriormente, o processo mostrado na Figura 1.5.1 requer muito tempo e recursos financeiros para que os resultados das pesquisas e medições sejam confiáveis, e que possam se aplicar á população. Porém, serão utilizados os dados do projeto "Manejo de la Demanda", que está sendo desenvolvido na ZMVS, pela ENEE com apoio da OLADE. Assim o roteiro utilizado neste trabalho é mostrado na figura 1.5.2.

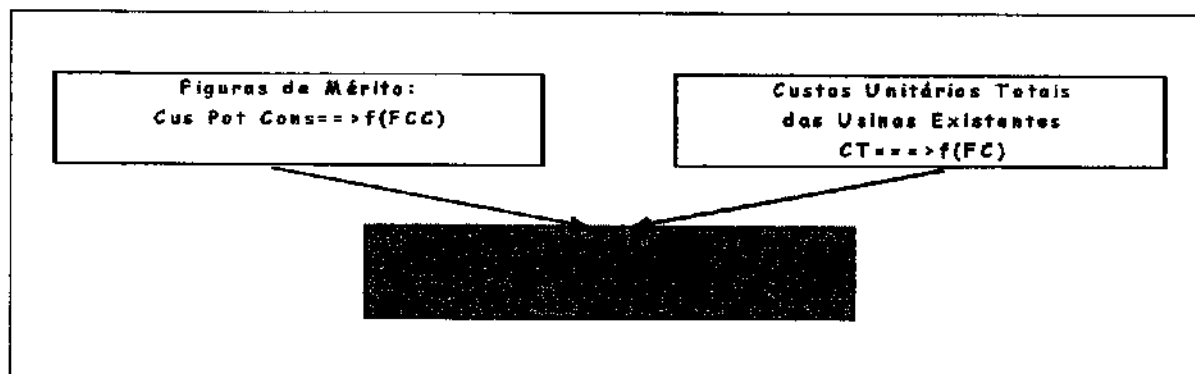
Figura 1.5.2: Metodologia para levantamento dos dados de uso final com o Programa ENEE/OLADE



Fonte: Elaboração própria

A segunda etapa consiste em fazer uma avaliação das ações potenciais pelo lado da demanda mediante figuras de mérito que permitam fazer comparações com as opções do suprimento. Estas comparações podem ser feitas tomando em conta as usinas existentes como se mostra na figura 1.5.3

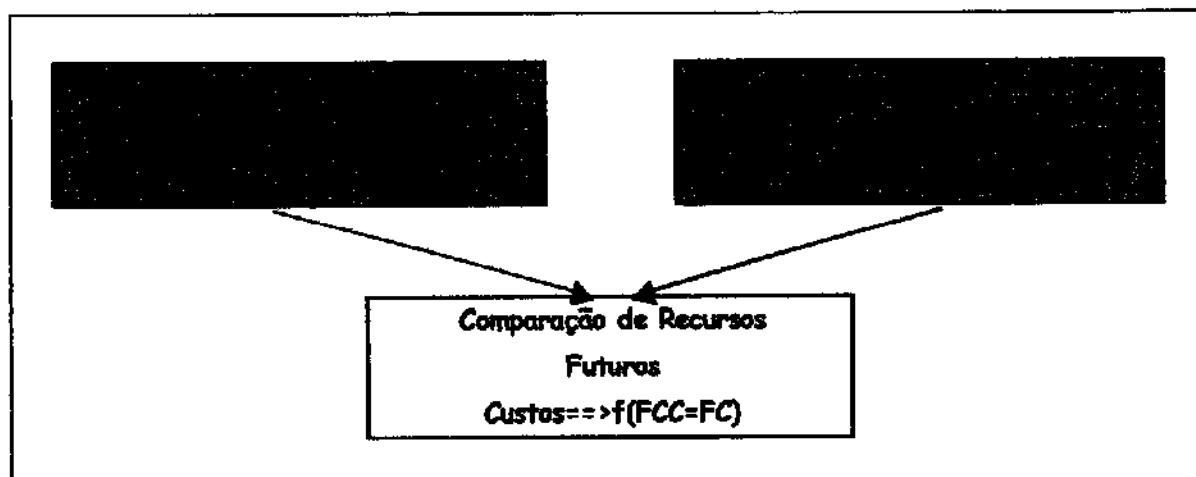
Figura 1.5.3: Curva Integrada de Recursos com Usinas Existentes



Fonte: Elaboração própria

Ainda, os recursos pelo lado da demanda podem ser comparados com as Usinas Futuras, aos quais igualmente, tem que ser somados os custos da transmissão, sub transmissão e distribuição que podem ser evitados. A Figura 1.5.4 mostra a metodologia

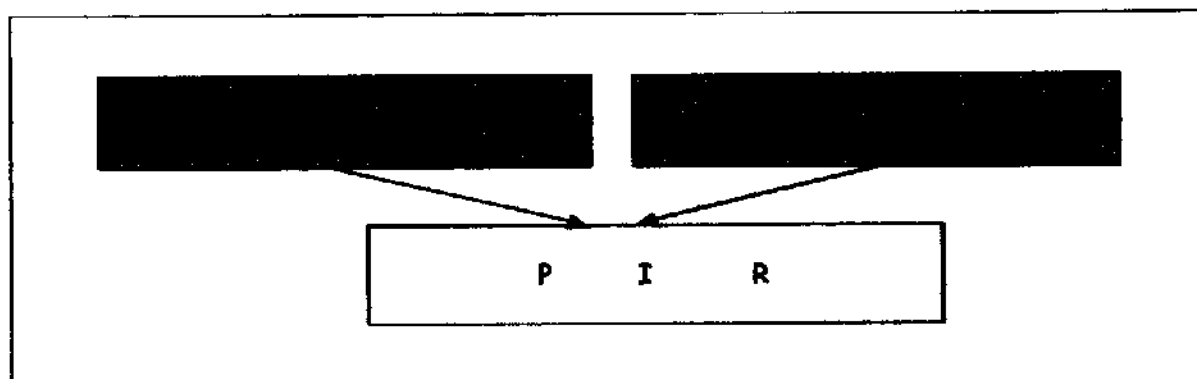
Figura 1.5.4: Curva Integrada de Recursos com Usinas Futuras



Fonte: Elaboração Própria

A integração de recursos provenientes do plano de expansão, e das alternativas mais atrativas pelo lado da demanda tenta obter o menor custo para a sociedade. (ver figura 1.5.5)

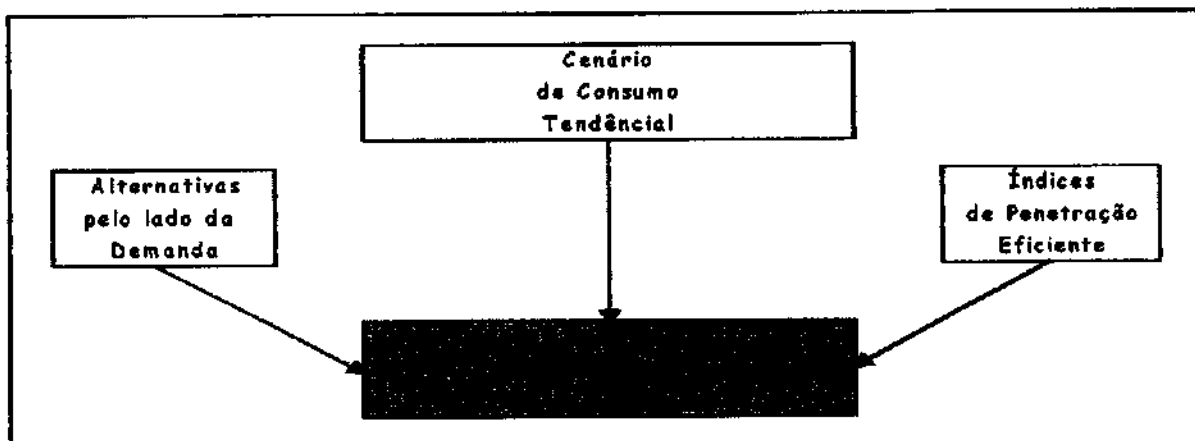
Figura 1.5.5: Integração de Recursos



Fonte: Elaboração Própria

Outra etapa importante da metodologia do PIR consiste na elaboração de cenários que tratam de mostrar o potencial de economia em horizontes típicos que, neste caso, compreende 15 anos. Índices de penetração da tecnologia eficiente são determinados. A Figura 1.5.6 mostra a metodologia:

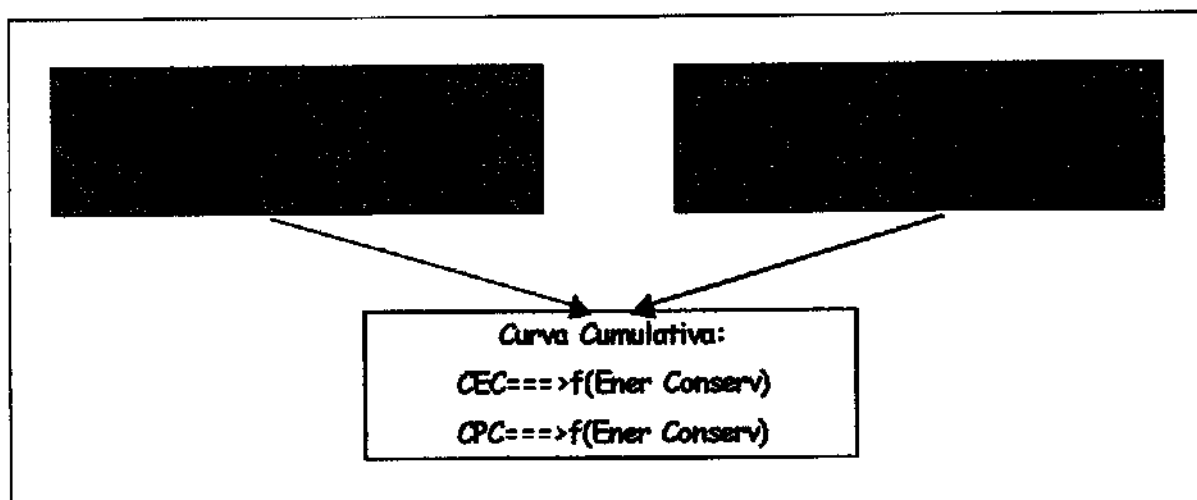
Figura 1.5.6: Elaboração de Cenários



Fonte: Elaboração Própria

Estas economias resultantes de ações pelo lado da demanda podem ser comparadas com usinas existentes e futuras como mostram as figuras 1.5.7 e 1.5.8:

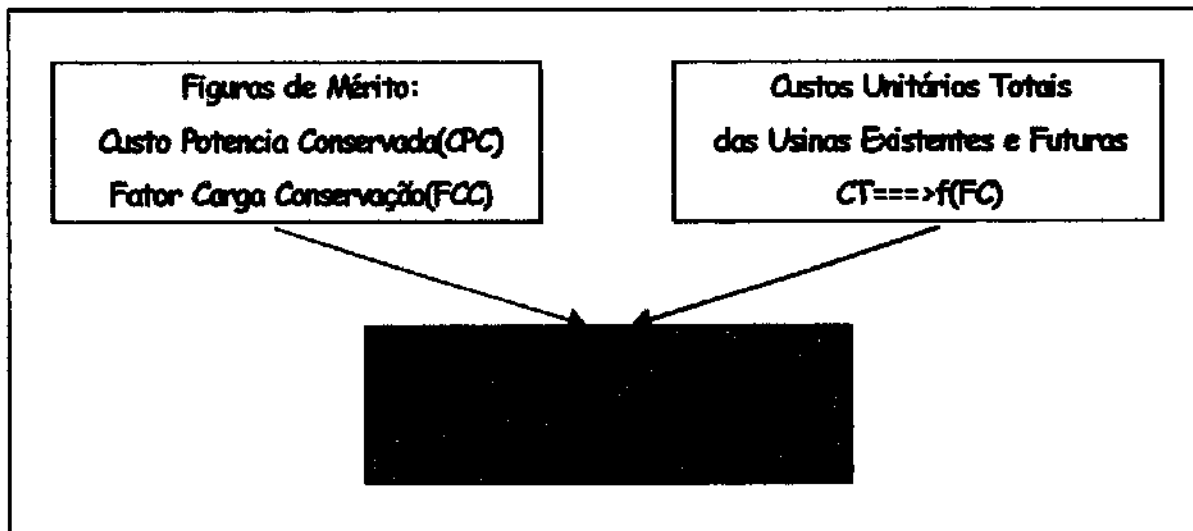
Figura 1.5.7: Curva Cumulativa de Recursos (Usinas Existentes)



Fonte: Elaboração Própria

Estes recursos ainda podem ser comparados mediante a Curva Integrada de Recursos, segundo a metodologia mostrada na Figura 1.5.8.

Figura 1.5.8: Curva Cumulativa de Recursos (Usinas Futuras)



Fonte: Elaboração Própria

1.6 Alcance

A análise do presente trabalho de dissertação corresponde ao setor residencial da ZMVS, localizada na zona norte de Honduras. A zona apresenta características especiais (clima, localização geográfica, consumo de eletricidade, economia, etc.) que à simples vista a identificam como a zona de maior potencial de eficiência energética no país.

Tomando este trabalho como base, pode-se identificar no futuro o potencial de eficiência energética nos restantes setores da ZMVS.

1.7 Organização da dissertação

Este trabalho visa implementar a metodologia do PIR no setor residencial de Honduras, mediante um estudo de usos finais no setor residencial da ZMVS cujo centro é constituído pela cidade de San Pedro Sula.

O trabalho foi organizado em 7 capítulos incluindo o presente **capítulo 1** de introdução, onde se procura definir o problema existente, as possíveis soluções e a metodologia utilizada.

O capítulo segundo trata da caracterização do sistema elétrico de Honduras. Estuda-se o consumo de eletricidade no país, desagregando-se em setores de consumo. Uma análise da atual estrutura do setor elétrico é feita, especialmente para ressaltar os incentivos que a Lei Elétrica provê para o desenvolvimento de projetos baseados em fontes renováveis e de eficiência energética. A inclusão das fontes renováveis e cogeração como opções pelo lado da oferta é feita. O sistema interligado é abordado com o objetivo de olhar suas características atuais e as perspectivas futuras quanto a seu consumo e expansão física. Alguns projetos de fontes renováveis e cogeração, especificamente projetos que têm sido estudados são abordados.

O capítulo terceiro analisa a natureza do consumo no setor residencial da ZMVS, mediante a caracterização da curva de carga e dos usos finais de energia. Determina-se a contribuição dos usos finais de iluminação, cocção, refrigeração e condicionamento de ar no consumo total de energia e a participação deles nas pontas do sistema.

O capítulo quarto é a parte medular do presente trabalho, procurando-se fazer a avaliação econômica financeira das oportunidades de uso eficiente da energia. Esta avaliação é feita mediante figuras de mérito como: Tempo Simples de Retorno, Custo de Ciclo de Vida, Taxa Interna de Retorno, Custo da Energia Conservada, Custo da Capacidade Evitada, Índice de Efetividade de Custo e Balanço Custo - Benefício.

Um modelo de avaliação econômico-financeira das opções pelo lado da oferta e demanda foi desenvolvido. A avaliação financeira é feita tomando em consideração as diferentes perspectivas dos agentes participantes: Consumidor, Empresa Distribuidora, Empresa Geradora e a Sociedade. As barreiras para o desenvolvimento de programas de EE são identificadas e medidas para a sua diminuição ou mesmo sua eliminação são propostas.

No capítulo quinto, procura-se fazer a integração das opções do lado da oferta e demanda, mediante curvas de seleção. As curvas de seleção comparam os custos totais das diferentes opções de oferta e demanda numa mesma base e mostrando seus resultados numa única figura.

As curvas cumulativas pretendem hierarquizar as diferentes ações pelo lado da demanda. Na parte final deste capítulo, avalia-se um plano integrado de recursos.

No capítulo sexto, determina-se a contribuição do PIR implementado na ZMVS na redução de poluentes ambientais. A contribuição é introduzida dentro do contexto nacional, isto é, elabora-se vários cenários (cenário térmico, cenário médio, cenário médio + eficiência energética e cenário médio + eficiência energética + fontes renováveis e cogeração) ao nível do país, determinando-se as possíveis reduções de poluentes ambientais.

Finalmente, **no capítulo sétimo**, se faz um sumário, as conclusões e recomendações.

No Apêndice, propõe-se um plano para a implementação de programas de eficiência energética.

CAPÍTULO II

CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO DE HONDURAS

Neste capítulo trata-se da caracterização do sistema elétrico de Honduras. Estuda-se o consumo de eletricidade no país, desagregando-se em setores de consumo. Uma análise da atual estrutura do setor elétrico é feita, especialmente para ressaltar os incentivos que a Lei Elétrica provê para o desenvolvimento de projetos baseados em fontes renováveis e de eficiência energética. A inclusão das fontes renováveis e cogeração como opções pelo lado da oferta é feita. O sistema interligado é abordado com o objetivo de olhar suas características atuais e as perspectivas futuras em quanto a seu consumo e expansão física. Alguns projetos de fontes renováveis e cogeração, especificamente, projetos que têm sido estudados são abordados.

2.1 Dados Gerais

2.1.1 Geografia

A República de Honduras está situada na América Central, entre os dois oceanos e no verdadeiro centro das Repúblicas Centro Americanas. Sua extensão superficial é de 112,492 km².

Honduras limita ao norte com o Mar do Caribe ou das Antilhas (650 km de costa.), ao este e sudeste com a Nicarágua (700 km), ao sul com o Golfo de Fonseca (150 km de costa.) e El Salvador (285 km) e ao Oeste com a Guatemala (225 km). Possui o arquipélago de

“Islas de la Bahía” e as Ilhas do Cisne no Oceano Atlântico e o arquipélago do Golfo de Fonseca no Oceano Pacífico.

A sua localização geográfica é a seguinte: Na sua latitude o ponto mais ao sul é a antiga desembocadura do rio Negro aos 12° 58' de latitude norte e o ponto de terra firme mais ao norte é Ponta Castilla aos 16° 2' de latitude norte

Quanto a sua longitude, o ponto mais ao oeste está aos 89° 22' de longitude oeste e o ponto mais ao este é o cabo de Gracias a Dios aos 83° 20' de longitude oeste.

Honduras tem delimitado suas fronteiras com a Guatemala, a Nicarágua e o El Salvador, falta definir os limites marítimos com a Guatemala, o Belize, México e a Colômbia.

2.1.2 Clima

Devido às diferenças de altitude o clima de Honduras é variável, podendo distinguir-se três regiões climatológicas: a das planícies e da vertente do pacífico que é muito quente e relativamente seca, a do Litoral Atlântico que é úmida e a dos montes e vales do interior que é de clima temperado. A temperatura geral varia entre 13°C e 30°C; as chuvas são freqüentes e abundantes, mas não torrenciais. Das estações só o inverno e verão estão bem definidos, a segunda compreende os meses de outubro a abril e a primeira os meses restantes.

2.1.3 Demografia

A população do país vem crescendo numa média de 2,3% ao ano, e no ano 2000 alcançou os 6 milhões de habitantes.

A densidade demográfica é de 52 habitantes por quilometro quadrado. A população é 45% urbana e 55% rural. A expectativa de vida é de 68,9 anos para as mulheres e 63,3

anos para os homens. A taxa de mortalidade infantil é de 42 mortes por 1000 nascimentos. O índice de alfabetização é de 73%.

2.1.4 Economia

O Produto Interno Bruto (PIB) em 1997 foi de US\$ 4.491,0 milhões, distribuídos assim: agricultura 19,7%, indústria 28,4% e serviços 51,9%.

A unidade monetária é o Lempira. A equivalência com o dólar é de 15 Lempiras por um dólar.

Os maiores produtos de exportação são: bananas, café e mariscos. Os países aos quais se exporta são: Estados Unidos, Alemanha, Bélgica, Reino Unido.

Os principais produtos de importação são: máquinas e equipamentos de transporte, produtos químicos, bens manufaturados, combustíveis. Os países dos quais mais se importa são: Estados Unidos e México.

2.2 Oferta de Eletricidade

2.2.1 Sistema de Geração

2.2.1.1 Capacidade Instalada

A capacidade instalada do sistema hondurenho foi de 848,8 MW em 1999, dos quais 846,8 MW (99,8%) são do sistema interligado e 2,0 MW (0,2%) pertencem a sistemas isolados. A participação privada alcançou 346,1 MW (41,0%), repartidos entre as três empresas privadas existentes: ELCOSA (Electricidad de Cortes S. A), com o 23% do total privado, EMCE (Empresa de Mantenimiento, Construcción y Electricidad) 42% e LUFUSA (Luz y Fuerza de San Lorenzo S. A) 35%.

A capacidade instalada das usinas hidrelétricas foi 51%, e das térmicas 49,0% (térmicas queimando óleo diesel 0,8%, usinas a gás queimando óleo diesel 7,4% e as usinas

térmicas privadas que representam 41,0% da capacidade total do sistema (ver tabela 2.2.1)

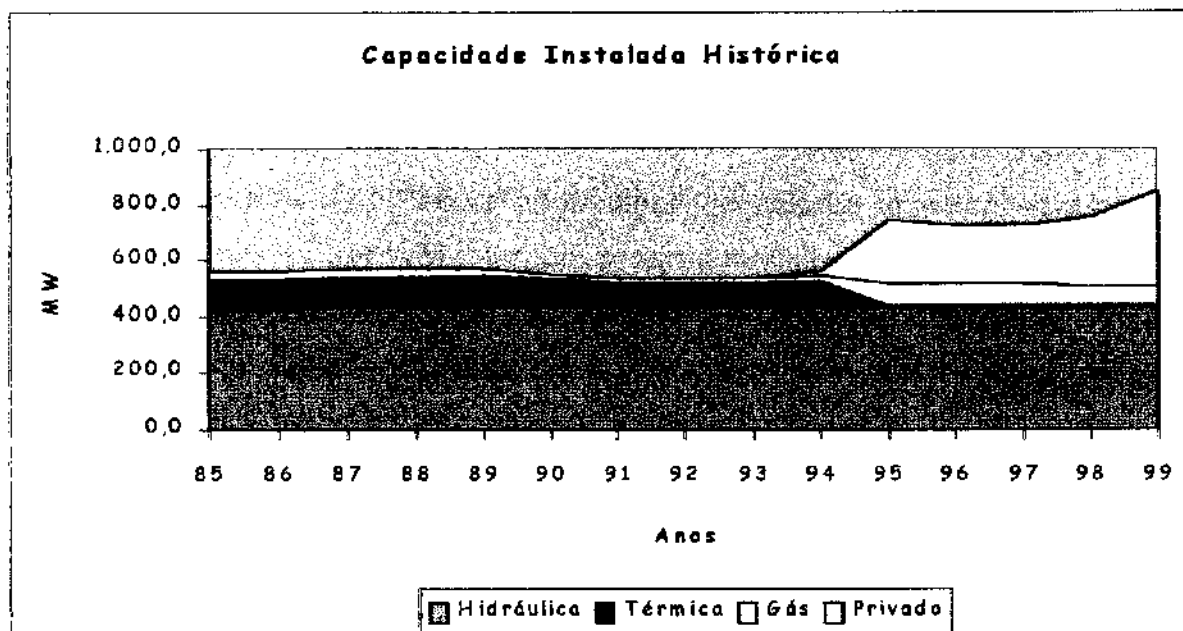
Tabela 2.2.1: Capacidade Instalada Histórica do Sistema Hondurenho

CAPACIDADE INSTALADA NO SISTEMA (MW)									
Año	Tipo de Usina								Total
	Hidráulica	%	Térmica	%	Gás	%	Privado	%	
85	424,4	75,6%	108,0	19,3%	28,6	5,1%	0,0	0,0%	561,0
86	424,4	75,6%	108,0	19,3%	28,6	5,1%	0,0	0,0%	561,0
87	432,4	76,0%	108,0	19,0%	28,6	5,1%	0,0	0,0%	569,0
88	432,4	75,9%	108,3	19,0%	28,6	5,1%	0,0	0,0%	569,3
89	432,2	75,7%	110,1	19,3%	28,6	5,1%	0,0	0,0%	570,9
90	432,2	78,8%	101,0	18,4%	15,0	2,7%	0,0	0,0%	548,2
91	432,2	80,6%	89,4	16,7%	15,0	2,7%	0,0	0,0%	536,6
92	432,2	80,7%	88,4	16,5%	15,0	2,7%	0,0	0,0%	535,6
93	432,2	80,7%	88,6	16,5%	15,0	2,7%	0,0	0,0%	535,8
94	432,7	77,3%	92,9	16,6%	18,0	3,2%	16,0	2,9%	559,6
95	432,7	58,1%	6,6	0,9%	76,5	13,6%	229,3	40,9%	745,1
96	432,7	60,0%	6,2	0,9%	76,5	13,6%	206,1	36,7%	721,5
97	432,7	60,0%	6,2	0,9%	76,5	13,6%	206,1	36,7%	721,5
98	432,7	57,4%	7,0	0,9%	63,0	11,2%	251,1	44,8%	763,8
99	432,7	51,0%	7,0	0,8%	63,0	7,4%	348,1	40,8%	848,8

Fonte: ENEE, 1999a

Como se pode observar na Tabela 2.2.1, a capacidade das térmicas do estado foi caindo até chegar ao valor de 7 MW (0,8%). Isto se deve a que algumas usinas que eram do estado foram dadas em arrendamento à EMCE, em 1995.

Figura 2.1.1: Capacidade Instalada Histórica



Fonte: Elaboração Própria baseada em dados da ENEE

A participação histórica de cada tipo de usina na capacidade instalada total é mostrada na figura 2.1.1

2.2.1.2 Descrição do Sistema de Geração Existente

Usinas Hidrelétricas

Usina Francisco Morazán (El Cajón): É a maior usina hidrelétrica de Honduras. Entrou em operação em 1985. Tem uma capacidade instalada de 300 MW, dividida em 4 turbinas Francis de 75 MW cada. Sua queda de água é de 156 metros e a vazão por turbina é de 53,6 m³/s.

A usina hidrelétrica Francisco Morazán possui a quinta barragem mais alta do mundo em concreto (Johansson, et al., 1993) e seu reservatório é de regulação pluri-anual. A usina encontra-se no rio Humuya, na bacia Central¹.

Cañaveral: É a mais antiga das usinas hidrelétricas em serviço em Honduras, tendo entrado em operação em 1964. Possui 2 turbinas Francis de 14,5 MW cada, totalizando 29 MW de capacidade instalada.

O reservatório de Cañaveral é constituído por um lago natural chamado de Lago de Yojoa. Ele possui regulação anual e sua queda líquida de projeto é de 145 metros. Esta usina se localiza no rio Lindo, na bacia de Yojoa.

Rio Lindo: Possui um reservatório de regulação diária e se localiza a jusante de Cañaveral na bacia de Yojoa. É a única usina no sistema que usa turbinas Pelton, possuindo 4 turbinas de 20 MW cada uma, ou seja, 80 MW no total. A queda

¹ As bacias hidrográficas mencionadas neste trabalho, têm sido tomadas da caracterização que faz a ENEE nos seus estudos de planejamento. As bacias nas quais se localizam as usinas existentes e os mais importantes estudos para novos projetos são 4: (1) Yojoa; (2) Central; (3) Atlântica e (4) Oriental.

líquida dessa usina é de 377 metros. A Usina de Rio Lindo entrou em operação em 1971 com a primeira etapa e em 1978 com a última etapa.

El Nispero: Gerando energia elétrica com uma turbina Francis de 22,5 MW, possui regulação horária e sua queda líquida de projeto é de 155 metros. O projeto El Nispero, que entrou em serviço em 1982, encontra-se no rio Palaja, na bacia de Yojoa.

Usinas Termelétricas

Santa Fé: Constituída por um motor Diesel de média velocidade. Localiza-se em Tegucigalpa, e sua operação no sistema começou em 1971. Sua capacidade instalada é de 5.0 MW. Utiliza óleo diesel como combustível e seu consumo específico em 1996 foi de 0.32 litros/kWh.

Miraflores: Entrou em operação em 1972 na cidade de Tegucigalpa. É constituída por uma turbina a gás com uma capacidade de 13,5 MW. É acionada por óleo diesel e tem um consumo específico de 0.50 litros/kWh.

La Puerta: Localizada na cidade de San Pedro Sula. É composta por uma turbina a gás com potência nominal de 18 MW. Entrou em operação em 1970 e atualmente seu consumo específico é de 0.42 litros/kWh de óleo diesel.

Bermejo (Turbina Mexicana): Localizada em San Pedro Sula, essa usina foi emprestada pelo governo do México para colaborar na redução do déficit de energia. A Usina de Bermejo é composta por uma turbina a gás com capacidade de 30 MW, entrou no sistema em 1994, emprega óleo diesel como combustível atualmente possui um consumo específico de 0.43 litros/kWh.

La Puerta (Turbina Mexicana): Entrou no sistema nas mesmas condições da turbina de Bermejo. Tem uma potência nominal de 15 MW e um consumo específico de 0.56 litro de óleo diesel por kWh. Localiza-se na cidade de San Pedro Sula.

Usinas dos PIE (Produtores Independentes de Energia)

Os PIE ingressaram no sistema a partir de 1994, com a abertura do mercado proporcionada pela Lei Elétrica às empresas privadas. Atualmente existem três companhias privadas operando no sistema:

ELCOSA: Localizada na cidade de Puerto Cortés, a ELCOSA tem uma usina composta por motores Diesel com 80 MW de potência instalada. Dessa capacidade, 7,9 MW são destinados ao consumo de várias indústrias do país que negociam diretamente com a ELCOSA. A concessão outorgada em 1994 vence em 1º de julho do ano 2010.

EMCE: A ENEE arrendou à empresa EMCE três grupos de geradores térmicos: La Ceiba de 26,6 MW, Alstom de 30 MW e Sultzer de 30 MW de capacidade nominal. Estes dois últimos localizados na cidade de Puerto Cortés.

O contrato consiste na reparação, recondicionamento, manutenção e operação exclusiva das usinas e expira no início do 2005. Até 1994 estas termelétricas estavam praticamente fora do sistema elétrico, mas agora elas estão operando com um consumo específico de aproximadamente 0.27 litros/kWh. Na operação é empregada uma mistura de 5,0% de óleo diesel e 95,0% de bunker C².

EMCE e ENEE fizeram um outro contrato para o fornecimento de 50 MW adicionais que entraram no sistema em 1999.

LUFUSSA: Começou a operar em dezembro de 1995 com uma turbina a gás de 39,5 MW. Emprega óleo diesel como combustível e opera com um consumo específico de 0.27 litros/kWh. A LUFUSSA está instalada na cidade de San Lorenzo, na região sul de Honduras.

A LUFUSSA negociou diretamente com a ENEE, o fornecimento de 70 MW adicionais que entraram no sistema em 1999.

2.2.1.3 Produção de Eletricidade

No ano de 1994, a contribuição das usinas na produção de eletricidade foi: 90,7% (1.817,0 GWh) das usinas hidrelétricas, 0,6% (11,3 GWh) das térmicas a diesel, 0,3 % (6,9 GWh) das usinas térmicas a gás, com uma participação total privada de 8,4 % (167,4 GWh).

Em 1999 (5 anos após a aprovação da Lei Elétrica ocorrida em 1994), a participação da geração de origem privada aumentou e já em 1998 teve uma contribuição de 36,4 % (1.256,3 GWh). No entanto, a contribuição das usinas hidrelétricas diminuiu para 55,7% (1.921,9 GWh), devido à não instalação de novas usinas hidrelétricas desde 1985, quando entrou em operação a usina de El Cajón. A tabela 2.2.2 mostra a participação das usinas.

Tabela 2.2.2: Geração de Energia Histórica por Tipo de Usina

		ENERGIA GERADA (GWh)				
Usina		1994	1995	1996	1997	1998
Total	Tipo	2.002,6	2.699,8	3.093,3	3.297,2	3.452,1
Cañaveral	Hidro	218,7	149,7	186,0	190,1	189,3
Río Lindo	Hidro	615,0	434,1	540,5	539,4	504,6
El Nispero	Hidro	48,0	60,3	51,0	54,3	34,2
El Cajón	Hidro	936,0	1.019,0	1.257,8	1.278,3	1.212,1
Santa María del Real	Hidro	1,5	3,6	3,4	2,9	1,7
Subtotal Hidro	Hidro	1.817,0	1.672,7	2.099,2	2.065,0	1.921,9
Santa Fe	Diesel	11,3	9,7	0,3	3,8	10,9
La Puente	Gas	6,9	69,9	1,6	12,1	91,5
Miraflores	Gas	0,0	54,0	0,6	4,5	27,5
Bernabeo - MEX	Gas	0,0	93,9	0,0	20,5	128,2
La Puente - MEX	Gas	0,0	8,5	0,2	1,1	15,9
Subtotal Gas	Gas	6,9	225,2	2,6	38,2	253,1
Energia Comprada		167,4	790,0	1.011,1	1.169,2	1.256,3

Fonte: ENEE, 1999a

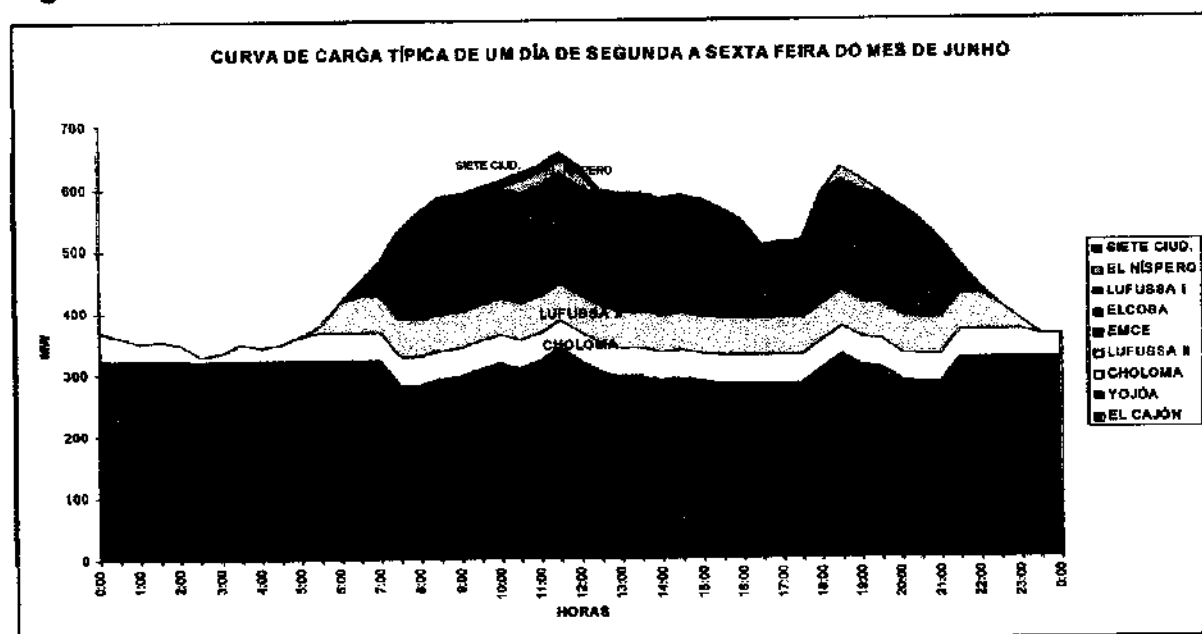
2.2.1.4 Curvas de Carga de Despacho

A figura 2.2.2 mostra o despacho das usinas nos dias de segunda até sexta feira. Como se pode observar, El Cajón é utilizada como usina de base contribuindo em média com pouco mais de 200 MW de potência, embora haja dias em que participa com 300 MW. Seguindo a seqüência de despacho das usinas tem-se a "Yojoa", que é o nome do lago

² O Bunker C é chamado também óleo residual. Tem um poder calorífico inferior de 40175 kJ/kg

cuja água alimenta a usina de Rio Lindo³, as usinas térmicas privadas se despacham a seguir de acordo com seus custos totais, entrando Lufussa II, EMCE, ELCOSA e LUFUSSA, e aí entra a usina hidrelétrica do Nispero fornecendo a energia e potência de ponta. O projeto de “Siete Ciudades⁴”, busca reduzir a demanda de potência e energia.

Figura 2.2.2: Curva de Carga de Despacho de segunda até sexta feira.



Fonte: ENEE, 2000

Nos sábados, com uma demanda de energia e potência menores, não participam todas as usinas termelétricas. Em junho de 1999, participaram as usinas de EMCE e ELCOSA.

A usina de El Cajón, participou com toda a sua capacidade (300 MW). A usina do Nispero é utilizada na ponta, como nos dias úteis da semana. O projeto “Siete Ciudades” não aparece porque só reduz a demanda de potência na ponta dos dias úteis quando as linhas de distribuição se encontram saturadas. A figura 2.2.3 mostra o

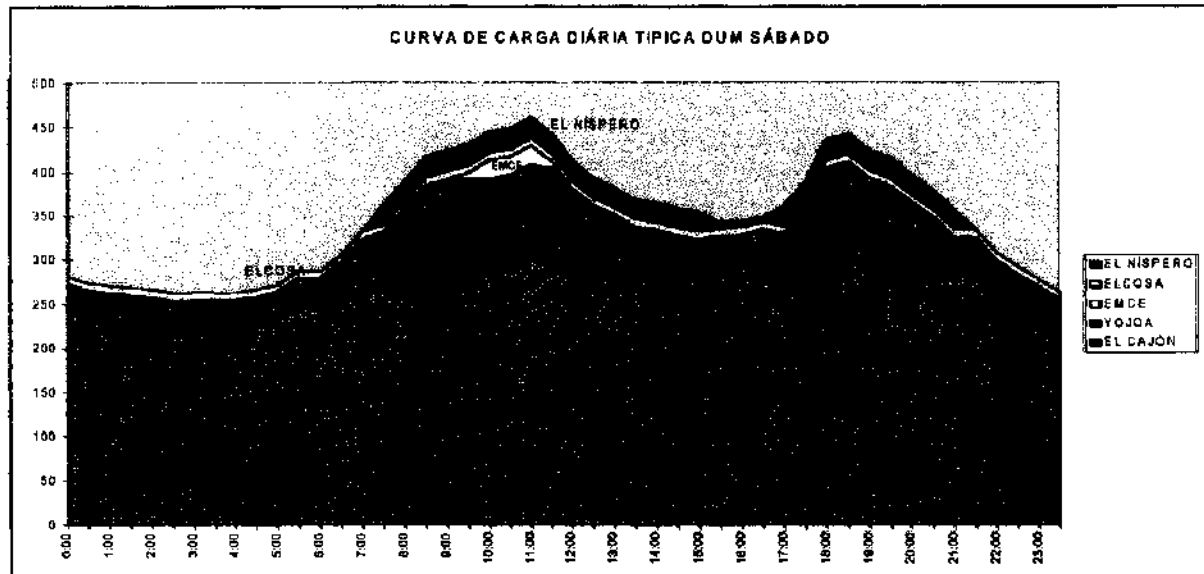
(9602 kcal/kg) e um poder calorífico superior de 42814 kJ/kg (10233 kcal/kg).

³ Deixa-se esse nome para representar a usina de Rio Lindo porque é a nomenclatura utilizada pela ENEE.

⁴ Projeto de melhoramento da rede de distribuição das sete maiores cidades de Honduras.

comportamento horário no despacho das usinas no sistema hondurenho no mês de junho de 1999

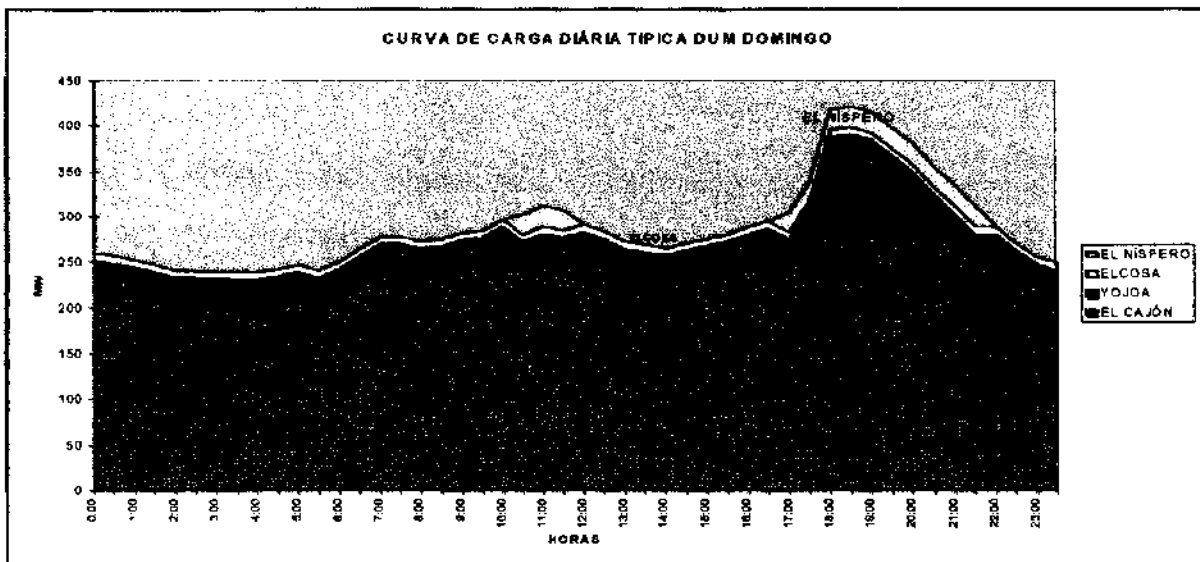
Figura 2.2.3: Curva de Carga de Despacho de Sábado.



Fonte: ENEE, 2000

O domingo é similar ao sábado e as necessidades de energia e potência reduzem-se ainda mais.

Figura 2.2.4: Curva de Carga de Despacho de Domingo e dias feriados.



Fonte: ENEE, 2000

Neste dia tipicamente só aparece a usina térmica de ELCOSA e quase a totalidade das necessidades de energia e potência são fornecidas pelas usinas hidrelétricas de El Cajón, Rio Lindo (Yojoa) e Nispero. A figura 2.2.4 mostra o despacho correspondente. As demandas máximas de potência ocorridas desde 1991 são mostradas na tabela 2.2.3.

Tabela 2.2.3: Demanda máxima de potência em Honduras

DEMANDA MÁXIMA HISTÓRICA MENSAL													
RESUMO 1990-1999													
(MW)													
Anos	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Méx
1990	271,0	280,0	280,0	385,0	316,0	300,0	301,0	309,5	294,5	285,5	308,0	295,0	316,0
1991	304,0	328,4	340,9	341,0	351,0	327,0	313,7	340,0	328,6	337,0	331,0	323,8	351,0
1992	344,4	356,0	362,0	377,0	388,1	382,0	380,1	366,5	389,5	374,0	370,1	385,2	377,0
1993	368,0	404,5	405,5	410,4	394,7	384,3	373,7	389,9	408,5	407,5	433,0	411,5	433,0
1994	406,0	420,5	433,6	440,3	448,9	434,9	432,0	427,7	439,1	441,7	441,2	446,4	448,0
1995	453,2	448,0	448,0	418,1	394,3	382,3	361,1	323,6	346,3	382,0	375,5	448,1	453,2
1996	460,0	459,7	485,0	489,0	473,5	457,0	458,5	473,5	479,5	497,5	503,5	495,0	503,5
1997	493,5	500,5	512,5	528,8	524,5	532,0	527,0	521,5	534,0	518,0	512,5	516,5	534,0
1998	546,0	549,0	570,0	598,0	604,0	600,0	585,0	580,0	587,5	585,5	582,0	605,0	605,0
1999	600,5	625,5	629,5	642,8	648,5	644,8	614,7	625,7	632,0	617,5	586,5	603,0	648,5
1999	628,0	677,5	546,1	581,3	625,2	639,5	635,5	681,5	688,0	644,5	628,0	637,0	681,5

Fonte: ENEE, 1999d

2.2.2 Planejamento do Sistema de Geração

A ENEE elabora a cada ano o Plano Indicativo de Expansão da Geração. Para isto ela usa o modelo SUPER OLADE/BID, que pode modelar o sistema de vazões individualmente e trata as incertezas dos caudais e dos preços dos combustíveis.

O Plano Indicativo de Expansão determinou que para satisfazer a demanda de energia até o ano 2015, precisa-se adicionar ao sistema uma capacidade de 1.175,1 MW (138% da capacidade instalada em 1999). Na Tabela 2.2.4 mostra-se o Plano Indicativo de Expansão da Geração.

O plano de expansão indicativo resultante fornecido pela ENEE contempla as usinas hidrelétricas de Cangrejal, que aparece no ano 2005, a usina dos Llanitos no ano 2006 e a usina de Patuca-2 no ano 2007.

Tabela 2.2.4: Plano Indicativo de Expansão 2001-2013

PLANO DE EXPANSÃO				
Data de Ligação	Usina	Tipo de Usina	Potência MW	Data de Decisão
Jan/2001	MSD3x20a	Motor diesel	60	Jan /1999
Jan /2001	MSD2x20a	Motor diesel	40	Jan /1999
Jan /2002	CC100	Ciclo combinado	110	Jan /2000
Jan /2003	MSD1x20a	Motor diesel	20	Jan /2001
Jan /2004	CC100_2	Ciclo combinado	100	Jan /2002
Jan /2004	MSD1x20b	Motor diesel	20	Jan /2002
Jan /2005	Cangrejal	Hidro	50	Jan /2002
Jan /2006	Llanitos	Hidro	94.1	Jan /2002
Jan /2007	Patuca 2	Hidro	270	Jan /2003
Jan /2011	CC100_3	Ciclo combinado	100	Jan /2009
Jan /2011	Tgas6	Turbina a gás	100	Jan /2009
Jan /2013	Patuca 3	Hidro	161	Jan /2009
Jan /2013	Tgas4	Turbina a gás	50	Jan /2011

Fonte: ENEE, 1999b

Os estudos de viabilidade desses projetos hidrelétricos foram iniciados pela ENEE e a seguir foram desenvolvidos pelas empresas privadas Hydro West (Cangrejal), Starkraft (Llanitos) e Harza Engineering Co. (Patuca-2).

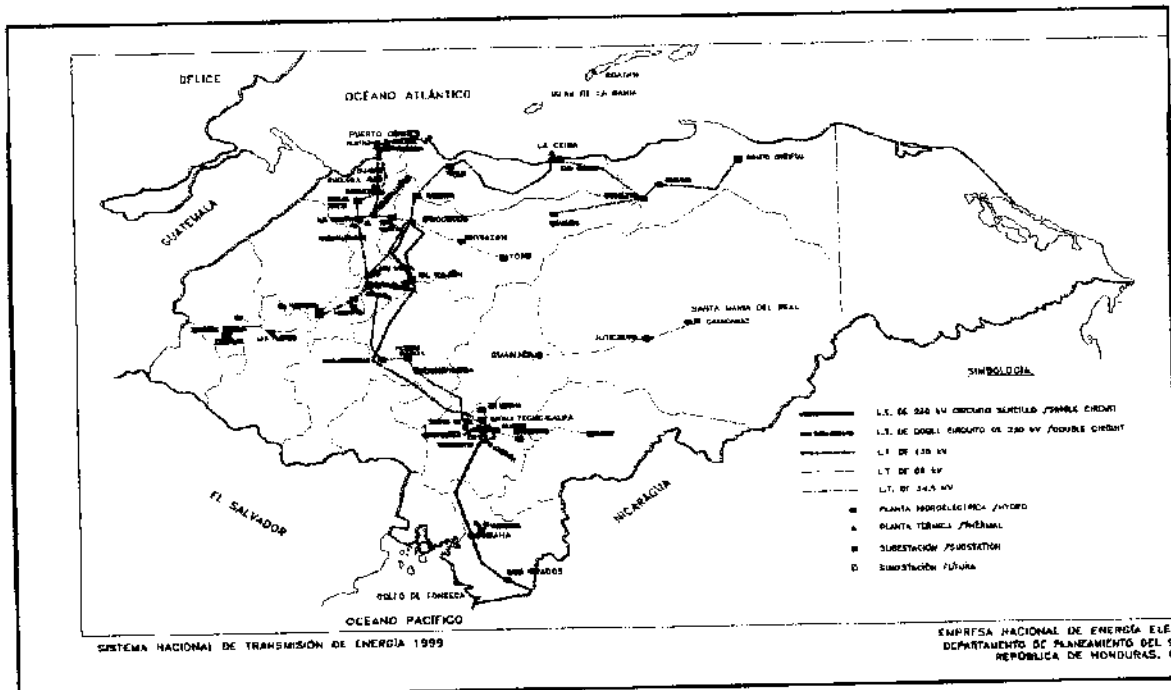
2.2.3 Sistema de Transmissão Existente

2.2.3.1 Descrição do Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão atual consiste de 690 km de linhas de 230 kV, 830 km em 138 kV, 450 km em 69 kV, 138,6 km em 34.5 kV. Existem quatro subestações de

transmissão que também possuem níveis de tensão de distribuição, 40 subestações exclusivas de distribuição. Das 44 subestações, 22 podem ser monitoradas desde o CND (Centro Nacional de Despacho).

Figura 2.2.5: Sistema Interligado Nacional



Fonte: ENEE, 1999c

A rede de média tensão possui um comprimento de 3.788 km em 34.5 kV e 882 km em 13.8 kV. O número de transformadores de distribuição de 34.5 kV e 13.8 kV com baixa tensão em 120/240 V para circuitos monofásicos e 120/208 V para circuitos trifásicos ascende a 18.218 com um total de 820 MVA instalados. A distribuição geográfica da rede de transmissão se mostra na figura 2.2.5

2.2.3.2 Interligação Centro Americana

A interligação centro-americana atualmente é formada por dois blocos de países: (1) o bloco Norte integrado por El Salvador e Guatemala, e (2) o bloco Sul formado por Honduras, Nicarágua, Costa Rica e Panamá. Existem compromissos entre os Governos de Honduras e El Salvador para interligar esses dois blocos mediante uma linha de 230 kV.

A linha de transmissão que interliga os sistemas elétricos de Honduras e Nicarágua tem 87 km de comprimento, estendendo-se da SE de Los Prados em Honduras à SE de León na Nicarágua. Essa linha de transmissão opera em tensão de 230 kV e tem capacidade de 235 MVA em condições normais (ENEE, 1999c).

2.2.3.3 Sistema de Transmissão Planejado

Como parte do processo de planejamento da expansão do sistema, e para fins de cálculo da tarifa em barramento, a ENEE elabora anualmente o plano de expansão da transmissão.

Este plano identificou custos da ordem de US\$ 256,9 milhões para o ano de 2007, para a construção de novas subestações e linhas de transmissão, compra de transformadores de alta/média tensão, substituição de transformadores e a construção da linha de interligação com a república de El Salvador. A distribuição dos custos é assim: 8,7% em 2000, 29,7% em 2001, 6,8% em 2002, 3,2% em 2003, 6,6% em 2004, 16,8% em 2005, 27,9% em 2006 e 0,2% em 2007 (ENEE, 1999).

2.2.4 Sistema de Distribuição

A Lei elétrica de 1994, estabelece que a CNE dividirá o sistema de distribuição de Honduras em diversas regiões. Essas regiões passarão a formar as novas Empresas de Distribuição as quais poderão pertencer a investidores privados, municipalidades e cooperativas, entre outros.

Até hoje ainda não foram vendidos os sistemas de distribuição, mas o governo está fazendo o possível para a realização da venda.

Por enquanto a ENEE é a dona dos sistemas de distribuição e mediante seu plano indicativo, identificou investimentos em subestações de distribuição, em média tensão, necessárias para acompanhar o crescimento da demanda de energia.

O plano identificou que para o ano de 2007 são requeridos investimentos da ordem de US\$ 72,9 milhões para a construção de subestações de média tensão, melhoria de subestações existentes e compra de transformadores para ampliação de algumas subestações. A distribuição dos investimentos é a seguinte: 58% para o ano de 2000, 36,6% em 2001, 4,3% em 2002, 0,5% em 2003, 0,1% em 2004⁷. Não há previsão de investimentos para os anos 2005 e 2006 e, no ano 2007, serão investidos os restantes 0,3%.

Entretanto, o investimento em rede primária, rede secundária e transformadores de distribuição de baixa tensão foram identificados nos estudos do PLAMSE (Plan Maestro Del Sistema Eléctrico) realizados entre 1992 e 1994, com a participação da ENEE e SHAWINIGAN INC.⁷ Identificaram-se as quantidades de quilômetros de linhas primárias, secundárias e transformadores requeridos até o ano de 2014, assim como também o custo estimado, como mostra a Tabela 2.2.5

Tabela 2.2.5: Plano de Expansão de Distribuição 1995 – 2014

	Unidade	Quantidade	Custo (MUS\$)
Rede Primaria	km	3659	63,5
Rede Secundaria	km	7515	75,4
Transformadores de Distribuição	MVA	859	42,6
		TOTAL	181,5

Fonte: ENEE, 1995.

Como o plano de expansão foi elaborado antes da aprovação da Lei Elétrica, foi considerado que a própria ENEE implementaria o plano de expansão da distribuição, porém quando os sistemas de distribuição forem vendidos os novos donos decidirão sobre o desenvolvimento do negócio.

⁷ Consultora Canadense localizada em Montreal, Canadá.

2.3 Consumo de Eletricidade em Honduras

Em Honduras somente 51%⁸ dos lares têm acesso direto a eletricidade. Porém, o crescimento tem sido considerável, com uma taxa média de 8,2% no período de 1990-1998

Tabela 2.3.1: Demanda mensal de energia 1990-1998

Demanda de Energia (GWh)									
Mes / Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Jan	152,89	169,41	180,76	196,80	218,26	221,59	233,24	255,03	294,57
Fev	147,49	159,34	182,30	191,32	214,91	208,97	230,58	240,60	282,61
Mar	164,17	177,07	200,36	220,60	235,35	245,98	254,18	276,48	307,59
Abr	167,84	191,75	197,05	215,38	236,33	229,44	252,13	285,26	303,86
Mai	181,02	189,84	202,88	228,40	245,27	250,54	263,30	300,84	325,19
Jun	162,60	174,88	195,98	214,60	233,08	231,98	256,77	273,84	317,77
Jul	166,28	176,18	193,87	218,08	234,43	231,89	265,16	288,88	314,88
Ago	173,15	184,01	199,29	217,56	238,13	246,25	259,83	288,87	317,26
Set	164,71	169,88	187,13	214,74	232,83	234,21	285,53	287,20	312,75
Out	168,20	180,25	198,57	218,10	236,83	236,85	257,33	288,47	286,79
Nov	155,02	172,57	180,92	208,97	232,62	233,83	240,19	281,55	249,28
Dez	159,45	171,99	192,25	212,80	232,88	259,97	251,78	283,40	249,28
Total	1.962,82	2.117,06	2.321,86	2.661,37	2.790,73	2.829,09	3.029,82	3.361,01	3.561,73

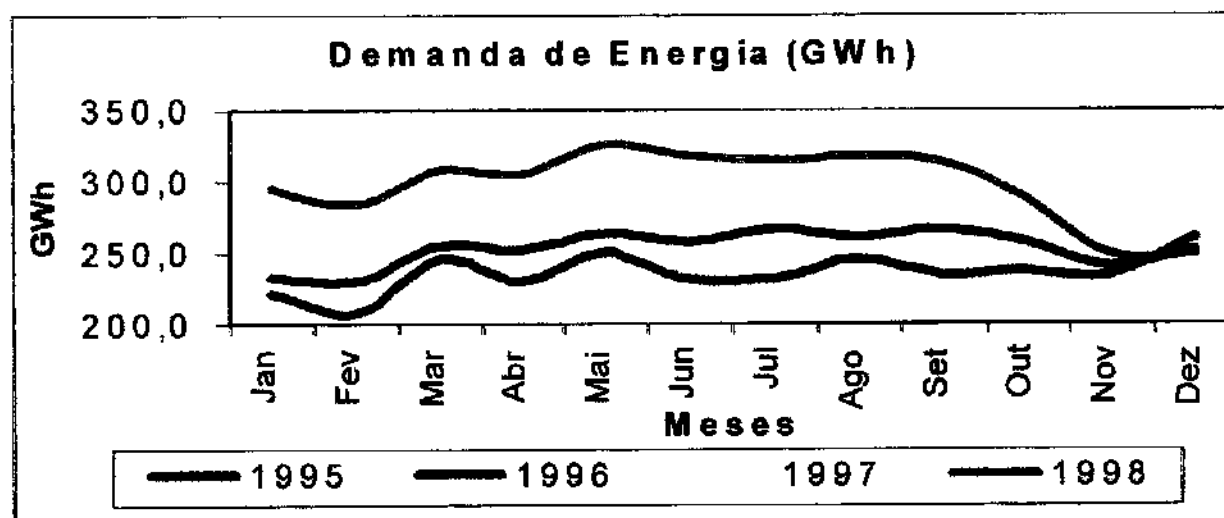
Fonte: ENEE, 1999d

Em 1990 a demanda de energia (incluindo as perdas) alcançou o valor de 1.962,8 GWh. A demanda de 1998 foi 3.561,7 GWh, mostrando um incremento de 81,5% em relação à demanda de 1990.

A tabela 2.3.1 mostra a demanda mensal histórica no período 1990-1998. Como se pode observar, em média, o mês de maio é o mês de maior demanda, isto devido a que é verão. A figura 2.3.1 mostra o comportamento ao longo dos meses.

⁸ Dado proporcionado pelo Departamento de Planejamento Econômico da ENEE

Figura 2.3.1: Comportamento mensal da demanda de energia



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Para entender melhor a natureza da demanda ou melhor do consumo, é útil desagregá-lo em setores de consumo.

2.3.1 Setor Residencial

2.3.1.1 Consumo Total

O consumo do setor residencial alcançou 40,4% (1.179,1 GWh) do total de energia em 1999. Em 1991 participava com 34,4% (540,0 GWh). A tabela 2.3.2 mostra o consumo histórico no setor residencial.

Como se pode observar, ocorreu um rápido crescimento do consumo ao longo dos anos. Isto pode ser explicado pelo fato da população rural ter emigrado a capital ou as maiores cidades, procurando emprego.

⁹ Dado proporcionado pelo Departamento de Planejamento Econômico da ENEE

Tabela 2.3.2: Consumo de Energia no Setor Residencial (GWh)

	Residencial	%	Total
1991	540,0	34,4%	1.568,7
1992	562,4	33,2%	1.696,1
1993	630,5	34,7%	1.814,6
1994	608,7	36,7%	1.659,0
1995	784,0	39,9%	1.962,7
1996	867,6	39,3%	2.207,5
1997	981,6	39,5%	2.482,7
1998	1.105,5	40,4%	2.739,2
1999	1.179,1	40,4%	2.920,1

Fonte: Elaboração Própria baseada em dados estatísticos da ENEE

2.3.1.2 Consumo Residencial por Cidade

Em 1999, Tegucigalpa e a ZMVS (onde San Pedro Sula é o centro comercial) tiveram uma grande participação no consumo de eletricidade residencial. Nesse ano Tegucigalpa consumiu 379,2 GWh, isto é, 32,5% do consumo elétrico residencial, enquanto a ZMVS foi responsável por um consumo de 295,3 GWh¹⁰, ou seja, 25,1% do consumo residencial de Honduras. Somente nestas duas cidades foram consumidos 54,8% da energia utilizada pelos lares hondurenhos, embora elas abriguem apenas 22,0% da população do país.

Tabela 2.3.3: Consumo do Setor Residencial por Cidades (MWh)

SECTOR RESIDENCIAL									
CIDADE	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
TEGUCIGALPA	208195,5	214702,6	238636,7	228019,5	267037,5	282322,0	306581,3	332837,2	379202,5
SAN PEDRO SULA	137844,1	144699,9	163479,7	201409,8	200287,0	228179,0	224328,0	262482,7	262488,7
CEIBA	30423,8	31216,7	34543,5	31090,6	40549,6	44945,0	49368,0	53314,4	56264,9
PROGRESO	12021,2	11399,1	17311,1	16893,5	20250,6	17389,7	20173,2	24729,1	24674,9
CHOLUTECA	11920,2	12695,4	14501,1	12817,0	17717,3	19222,9	23293,1	26965,4	26988,0
OUTRAS	13009,2	14110,7	16200,3	16551,1	23619,3	17715,3	147704,3	256151,6	420336,2
TOTAL	539.956,0	562.397,4	630.488,4	608.672,8	783.961,9	867.957,6	961.648,5	1.105.452,5	1.179.964,2

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

As outras cidades, apresentam baixos níveis de consumo de eletricidade, em relação a Tegucigalpa e San Pedro Sula. As tabelas 2.3.3 e 2.3.4 apresentam o

¹⁰ O consumo de eletricidade em San Pedro Sula foi de 262,5 GWh, isto é 22,3%

consumo elétrico histórico e a porcentagem de participação do setor residencial das principais cidades de Honduras.

Tabela 2.3.4: Participação das cidades no Consumo Residencial (%)

SECTOR RESIDENCIAL									
CIDADE	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
TEGUCIGALPA	38,6%	38,2%	37,8%	37,5%	34,1%	32,5%	31,2%	30,1%	32,2%
SAN PEDRO SULA	25,9%	25,7%	25,9%	25,4%	25,5%	24,9%	22,6%	23,7%	22,3%
CEIBA	5,6%	5,6%	5,5%	5,1%	5,2%	5,2%	5,0%	4,8%	4,8%
PROGRESO	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	3,0%	3,2%	3,1%	3,1%	2,9%
CHOLUTECA	2,2%	2,3%	2,3%	2,1%	2,3%	2,2%	2,4%	2,4%	2,2%
OUTRAS	25,6%	25,6%	25,7%	27,2%	30,0%	32,0%	35,4%	35,7%	35,7%

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

2.3.2 Setor Comercial

2.3.2.1 Consumo Comercial Total

Este setor mostrou um crescimento constante de 1991 a 1999. Nesse período a participação do comércio no consumo total de eletricidade do país, passou de 20,1% em 1991 para 21,5% em 1999 (ver tabela 2.3.5)

Tabela 2.3.5: Consumo de Energia no Setor Comercial (GWh)

	Comercial	%	Total
1991	315,8	20,1%	1.568,7
1992	364,1	21,5%	1.696,1
1993	365,2	20,1%	1.814,6
1994	322,5	19,4%	1.659,0
1995	452,3	23,0%	1.962,7
1996	523,5	23,7%	2.207,5
1997	575,1	23,2%	2.482,7
1998	623,3	22,8%	2.739,2
1999	627,2	21,5%	2.920,1

Fonte: Elaboração Própria baseada em dados da ENEE

2.3.2.2 Consumo Comercial por Cidade

Nesse setor, de forma análoga à do setor residencial, o consumo de eletricidade está concentrado nas cidades de San Pedro Sula e Tegucigalpa. Em 1999, as duas juntas foram responsáveis por 72,1% do consumo elétrico do setor comercial. (ver tabelas 2.3.6 e 2.3.7).

Tabela 2.3.6: Consumo do Setor Comercial por Cidades (MWh)

SECTOR COMERCIAL									
CIDADE	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
TEGUCIGALPA	102.277,3	118.465,8	119.294,5	99.500,1	117.807,3	133.807,4	156.761,2	177.938,5	221.199,1
SAN PEDRO SULA	124.103,5	147.937,1	162.800,3	141.843,3	186.235,7	208.993,0	236.438,3	248.271,4	330.780,1
CEIBA	18.691,4	20.239,5	19.163,4	13.742,4	18.532,9	21.956,4	26.933,6	33.799,3	36.682,1
PROGRESO	12.205,8	12.582,8	12.000,4	6.800,4	13.129,5	23.099,5	22.323,4	23.100,2	15.440,0
CHOLUTECA	4.171,6	5.902,6	6.868,3	4.567,8	4.913,4	5.656,8	8.418,7	10.338,9	10.545,6
OUTRAS	54.173,4	60.457,5	55.780,2	55.001,4	109.723,6	123.828,6	143.879,6	151.785,4	112.639,8
TOTAL	315.823,0	344.125,3	365.216,7	322.587,4	482.342,6	523.461,7	575.872,7	623.344,2	627.156,7

Nota: O consumo do ano de 1994 foi irregular por causa dos racionamentos de eletricidade ocorridos durante a crise elétrica que aconteceu nesse ano.

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Tabela 2.3.7: Participação das cidades no Consumo Comercial (%)

SECTOR COMERCIAL									
CIDADE	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
TEGUCIGALPA	32,4%	32,5%	32,7%	30,9%	26,0%	25,6%	27,3%	28,5%	35,3%
SAN PEDRO SULA	39,3%	40,6%	41,8%	44,0%	41,6%	41,1%	37,7%	38,3%	36,8%
CEIBA	5,9%	5,6%	5,2%	4,3%	4,1%	4,2%	4,7%	5,4%	5,8%
PROGRESO	3,9%	3,6%	3,3%	2,1%	2,9%	4,4%	3,9%	3,7%	2,5%
CHOLUTECA	1,3%	1,6%	1,9%	1,4%	1,1%	1,1%	1,5%	1,7%	1,7%
OUTRAS	17,2%	16,1%	15,1%	17,4%	24,3%	23,7%	25,0%	22,1%	18,0%

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

2.3.3 Setor Industrial

O setor industrial está dividido, segundo a ENEE, de acordo com a tensão na qual ele é servido e pela potência demandada. Existem três categorias: os maiores consumidores, os consumidores médios e os pequenos industriais. No total o setor industrial tem 1.448 consumidores (ENEE, 1999a)

A participação deste setor tem diminuído ao passar dos anos, já que em 1991 participou com 36,1% do consumo total, e em 1999 sua participação alcançou 28,9% (ver tabela 2.3.8)

Tabela 2.3.8: Consumo de Energia no Setor Industrial (GWh)

	Industrial	%	Total
1991	567,0	36,1%	1.568,7
1992	596,2	35,2%	1.696,1
1993	637,4	35,1%	1.814,6
1994	569,5	34,3%	1.659,0
1995	555,4	28,3%	1.962,7
1996	638,8	28,9%	2.207,5
1997	726,3	29,3%	2.482,7
1998	778,1	28,4%	2.739,2
1999	843,5	28,9%	2.920,1

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

2.3.3.1 Maiores Consumidores

Os Maiores Consumidores são aqueles usuários que recebem a eletricidade nas tensões de 13,8, 34,5, 69,0, 138,0 ou 230,0 kV e apresentam demanda de potência máxima mensal superior a 2.500 kW. São agrupados na tarifa denominada "D".

O sistema elétrico hondurenho possui somente 9 indústrias que atendem aos requisitos para estar na categoria de grandes consumidores. A tabela 2.3.8 apresenta cada um deles.

Tabela 2.3.9: Maiores Consumidores da ENEE na Zona Norte

<i>NOME</i>	<i>LOCALIZAÇÃO</i>	<i>TARIFA</i>
AMERICAN PACIFIC	EL MÓCHITO	D
CEMENTOS DEL NORTE	BIJAO	D
ELCATEX ELASTIC Y TEXTILES	CHOLOMA	D
GRUPO "J" S. A.	VILLA NUEVA	D
INMOBILIARIA HOND. DEL VALLE	CHOLOMA	D
PARQUE INDUSTRIAL BUFALO	VILLA NUEVA	D
TELA RAIL ROAD COMPANY	LA LIMA	D
ZIP SAN JOSE		D
INDUSTRIA CEMENTERA (INCEHSA)	CÓMAYAGUA	D

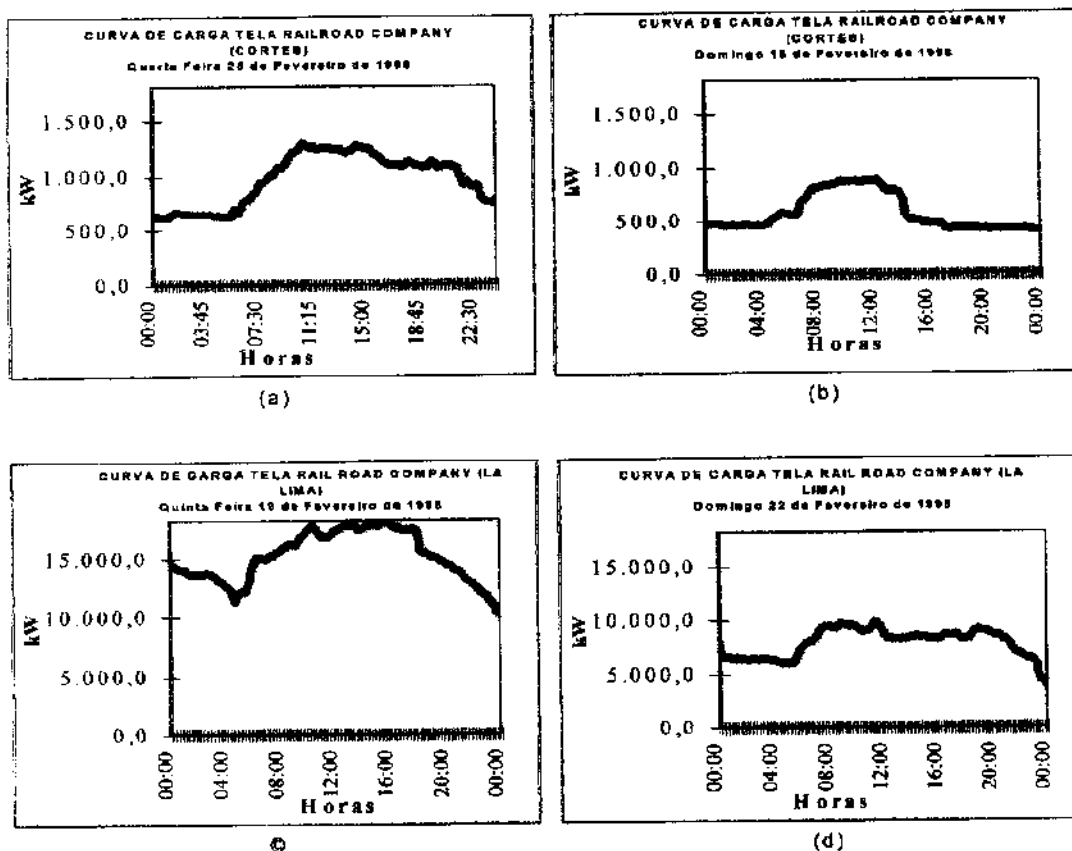
Fonte: ENEE, 1999e

Em 1999 o consumo dos maiores consumidores alcançou o valor de 234,9 GWh. Isto representou 37,5% de todo o consumo do setor industrial e 8,0% de todo o consumo do sistema de eletricidade hondurenho.

A indústria com uma das maiores demandas de potência e energia é a empresa Tela Railroad Company. Ela dedica-se ao cultivo de bananas na costa atlântica (região norte) de Honduras. Tem plantações em Cortes e Lima.

Em 1998, a companhia de Tela teve uma demanda de potência de 1,7 MW. Entretanto, a demanda da companhia de Cortes foi de 22 MW, ocorrida na terça-feira 9 de junho de 1999. A figura 2.3.2 mostra as curvas de carga de um dia útil e um dia de fim de semana.

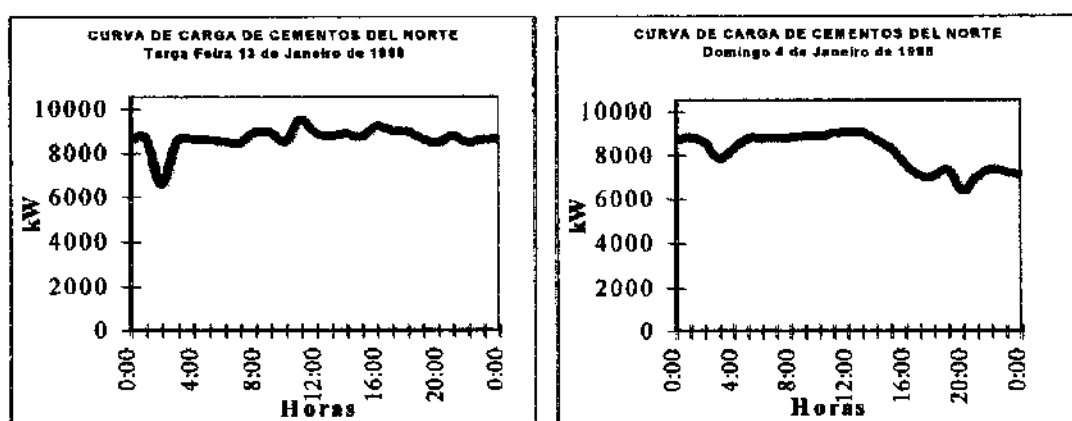
Figura 2.3.2: Curvas de Carga da Tela Railroad Company



Elaboração própria baseada em dados da ENEE

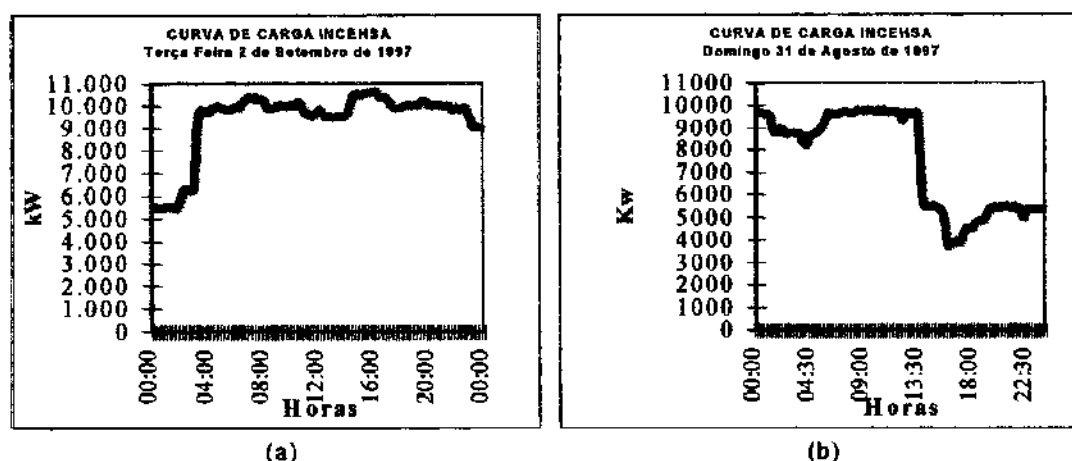
Dentre os maiores consumidores encontram-se as duas empresas fabricantes de cimento: (1) a Indústria Cementera Hondureña S.A - INCEHSA, localizada na região central do país e (2) a empresa Cimentos de Honduras, localizada na região norte de Honduras, próximo à cidade de San Pedro Sula. A produção de cimento abastece todo o mercado interno nacional. Em 1998, as duas demandaram 22,2 MW de potência. A figura 2.3.3 mostra as curvas de carga típicas de Cimentos Del Norte.

Figura 2.3.3: Curvas de Carga de Cimentos Del Norte



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

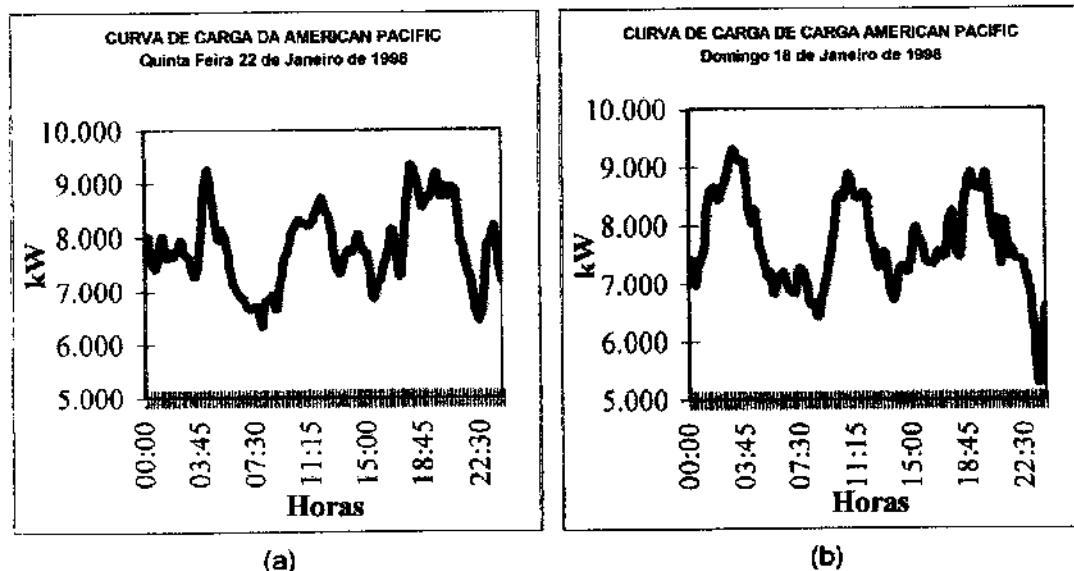
Figura 2.3.4: Curvas de Carga de INCEHSA



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

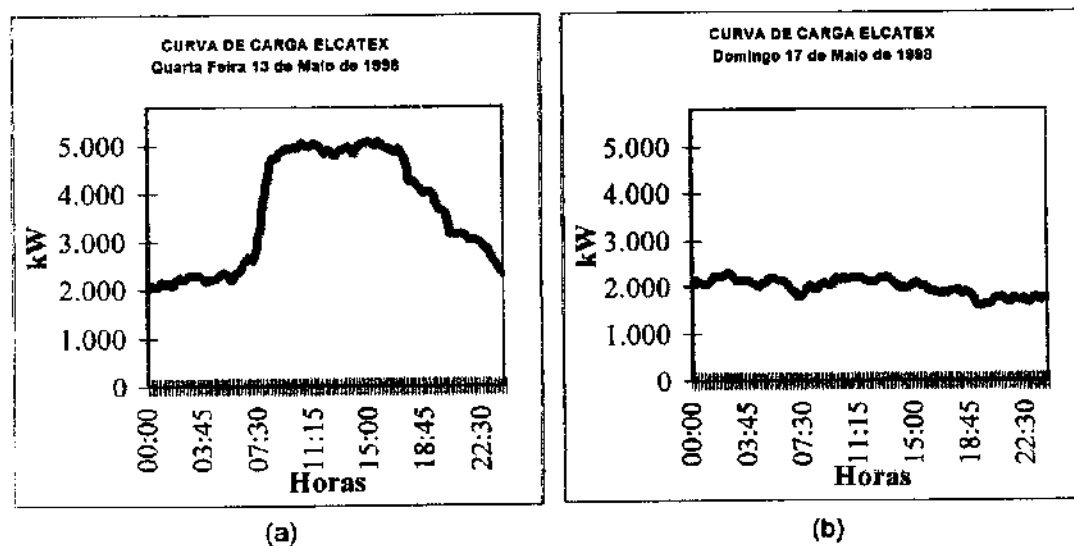
A figura 2.3.5 mostra a curva de carga da American Pacific num dia útil e num domingo

Figura 2.3.5: Curvas de Carga de American Pacific



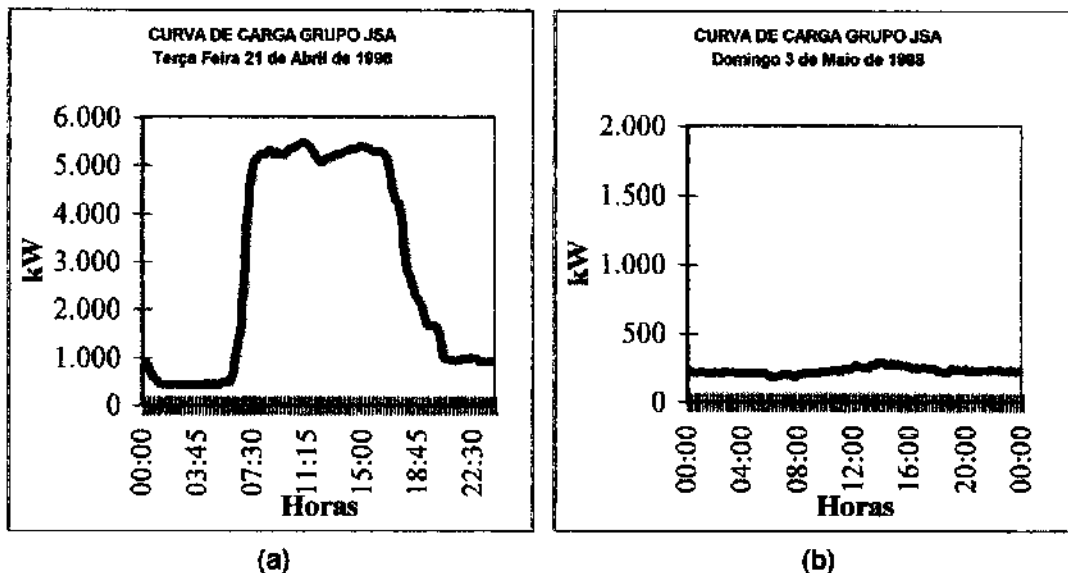
Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Figura 2.3.6: Curva de Carga de ELCATÉX



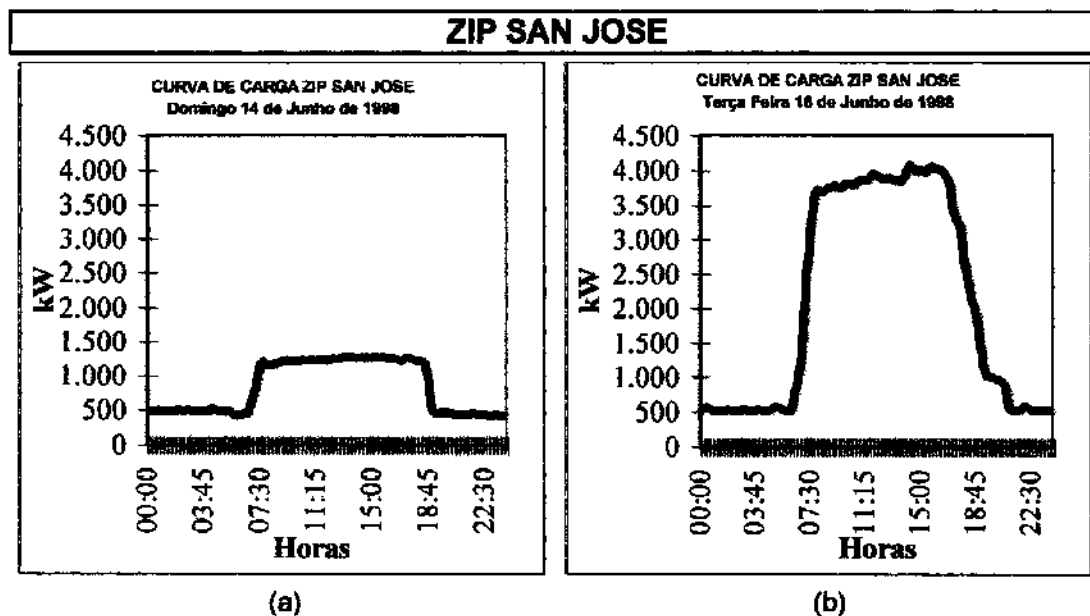
Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Figura 2.3.7: Curvas de Carga de Grupo JSA

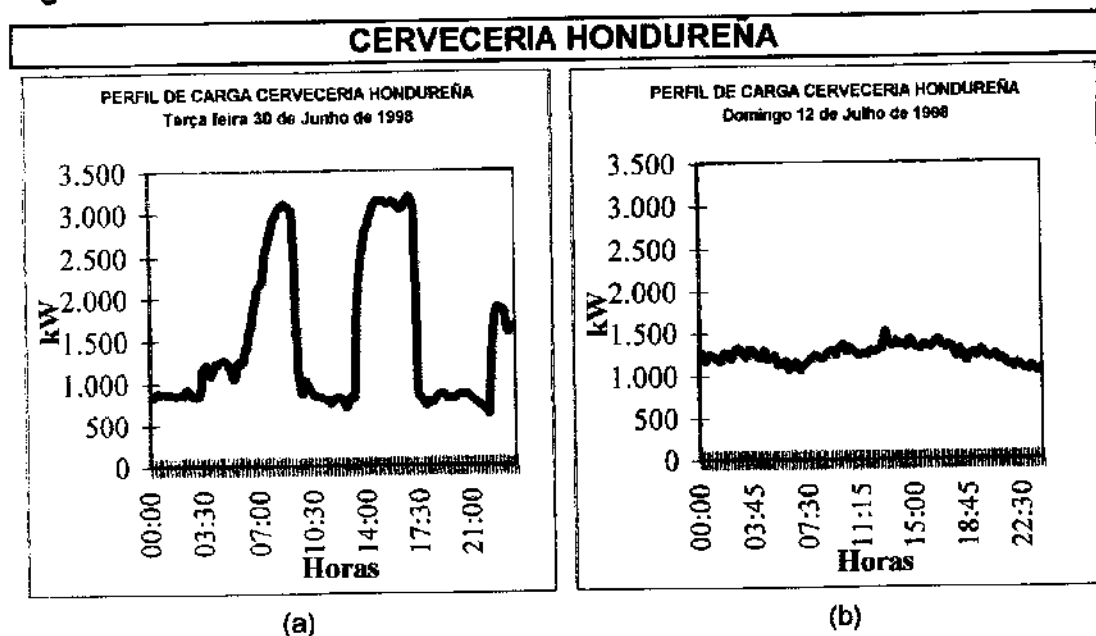


Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Figura 2.3.8: Curvas de Carga de Zip SAN JOSE



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Figura 2.3.9: Curvas de Carga de CERVECERIA HONDUREÑA

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

2.3.3.2 Consumidores Médios (Tarifa C)

São aqueles consumidores, geralmente indústrias ou empresas de serviços, que são supridos eletricamente em tensão de 13,8 ou 34,5 kV e cuja demanda máxima mensal esteja entre 250 e 2500 kW.

2.3.3.3 Pequenas Indústrias

São aqueles consumidores dedicados à produção em pequena escala, disseminadas por todo o país e supridos em baixa tensão.

2.3.3.4 Consumo Industrial por Cidade

O principal centro industrial de Honduras é a cidade de San Pedro Sula (ver tabelas 2.3.10 e 2.3.11). 29,2% da energia destinada a indústria são consumidos nesta cidade.

Tabela 2.3.10: Consumo do Setor Industrial por Cidades (MWh)

SECTOR INDUSTRIAL									
CIDADE	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
TEGUCIGALPA	63.350,4	61.517,4	60.927,7	53.836,8	68.045,8	83.897,3	96.696,6	89.392,9	104.221,0
SAN PEDRO SULA	86.349,9	82.388,3	93.000,1	136.461,4	148.147,3	121.621,8	141.001,5	106.772,7	106.311,6
CEIBA	24.057,5	20.205,8	16.762,5	8.330,6	10.139,8	11.742,7	20.015,7	23.262,2	19.017,1
PROGRESO	3.303,6	3.588,5	2.376,8	1.201,7	1.195,7	1.000,6	1.000,3	2.300,4	3.226,3
CHOLUTECA	4.962,8	6.920,1	9.017,4	9.071,5	15.326,3	23.037,6	28.893,1	31.358,3	23.785,8
OUTRAS	311.245,4	310.000,3	311.420,4	358.166,3	311.392,4	318.798,8	408.711,1	401.137,3	432.124,3
TOTAL	967.886,8	996.188,2	637.484,3	949.538,3	985.434,4	638.782,8	726.382,6	778.106,9	843.486,6

Nota: O consumo do ano 1994 foi irregular por causa dos racionamentos de eletricidade ocorridos durante a crise elétrica que aconteceu nesse ano.

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

A cidade de Tegucigalpa, capital do país, alcança 12,4% do consumo industrial, menos da metade do consumo industrial de San Pedro Sula (ver tabela 2.3.11).

Tabela 2.3.11: Participação das Cidades no Consumo Industrial (MWh)

SECTOR INDUSTRIAL									
CIDADE	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
TEGUCIGALPA	11,2%	10,3%	9,6%	9,5%	12,3%	13,1%	13,3%	11,5%	12,4%
SAN PEDRO SULA	27,6%	27,4%	27,2%	24,3%	26,7%	30,0%	22,5%	21,8%	25,8%
CEIBA	4,2%	3,4%	2,6%	1,5%	1,8%	1,8%	2,8%	3,0%	2,3%
PROGRESO	0,7%	0,5%	0,4%	0,2%	0,2%	1,3%	1,5%	1,7%	2,0%
CHOLUTECA	0,9%	1,2%	1,4%	1,6%	2,8%	3,6%	4,0%	4,0%	2,8%
OUTRAS	69,4%	67,2%	58,8%	63,0%	56,2%	40,2%	58,9%	58,8%	51,2%

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

2.3.4 Setor Público

2.3.4.1 Consumo Total

Em 1991 a participação deste setor alcançou 9,3% do consumo total. O comportamento se mantém quase constante ao longo dos anos e em 1999 seu aporte foi de 9,3% (Ver tabela 2.3.11)

Tabela 2.3.11: Consumo de Energia no Setor Público (GWh)

	Publico	%	Total
1991	145,9	9,3%	1.568,7
1992	173,4	10,2%	1.696,1
1993	181,5	10,0%	1.814,6
1994	158,3	9,5%	1.659,0
1995	171,0	8,7%	1.962,7
1996	177,7	8,0%	2.207,5
1997	199,7	8,0%	2.482,7
1998	232,3	8,5%	2.739,2
1999	270,4	9,3%	2.920,1

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

2.3.4.2 Consumo Público por Cidade

O consumo por cidade deste setor é mostrado nas tabelas 2.3.12 e 2.3.13, onde se pode observar as cidades de Tegucigalpa e San Pedro Sula, com participações de 43,8% e 20,3%.

Tabela 2.3.12: Consumo do Setor Público por Cidade

SECTOR PÚBLICO									
CIDADE	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
TEGUCIGALPA	54812,4	65571,3	69325,3	68399,9	72574,3	77317,6	80487,8	93671,0	118426,9
SAN PEDRO SULA	36267,9	42340,6	43356,2	36292,9	38294,6	40417,9	42422,2	48443,6	64867,8
CEIBA	7383,3	7966,6	7662,4	7000,1	7482,1	9700,1	9758,5	14155,3	12658,1
PROGRESO	4232,1	4470,9	4344,2	4299,9	4321,4	4188,5	3547,3	4744,8	4829,3
CHOLUTECA	2481,2	2930,9	2654,2	1994,7	2194,4	2636,5	4181,1	3709,4	4636,5
OUTRAS	6325,1	4972,2	3358,2	4000,3	4500,7	4749,5	6000,1	6445,4	7470,2
TOTAL	145.932,0	173.392,1	181.535,5	158.273,9	170.983,0	177.653,5	199.689,5	232.334,2	270.460,0

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Tabela 2.3.13: Participação das Cidades no Consumo do Setor Público (%)

SECTOR PÚBLICO									
CIDADE	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
TEGUCIGALPA	37,4%	37,8%	38,2%	41,3%	42,4%	43,5%	40,3%	40,3%	43,8%
SAN PEDRO SULA	25,1%	24,4%	23,9%	24,2%	22,5%	22,8%	26,2%	25,7%	20,3%
CEIBA	5,1%	4,6%	4,2%	4,4%	4,4%	5,5%	4,9%	6,1%	4,8%
PROGRESO	2,9%	2,8%	2,7%	2,9%	3,0%	2,3%	2,0%	2,0%	1,8%
CHOLUTECA	2,0%	1,7%	1,5%	1,3%	1,3%	1,5%	2,1%	1,6%	1,7%
OUTRAS	27,7%	28,7%	29,5%	25,9%	26,4%	24,4%	24,6%	24,3%	27,7%

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

2.4 A Estrutura do Setor

2.4.1 Organização Institucional

O Decreto Legislativo 158-94 de novembro de 1994, conhecido como a "Ley Marco del Subsector Eléctrico"¹¹, rege a indústria de eletricidade. Esta lei tem por objetivo a desverticalização e a regulação de toda a cadeia produtiva da indústria (geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica), além de possibilitar que pessoas físicas e empresas públicas, privadas e de economia mista participem das funções de geração, distribuição e comercialização de eletricidade.

Os principais agentes que participam do desenvolvimento do setor são: o Gabinete Energético, a Comissão Nacional de Energia, a ENEE, os Grandes Consumidores (Consumidores Livres), os Geradores Privados ou Produtores Independentes e as Empresas de Distribuição. A seguir é feita uma descrição de cada um deles (CNRH, 1994).

2.4.1.1 Gabinete Energético (GE)

Órgão de definição e formulação das políticas do setor elétrico é composto pelos seguintes membros: a) O Presidente da República, que o preside; b) O Secretário de Obras Públicas, Transporte y Vivienda - SOPTRAVI; c) O Secretário de Indústria Comercio y Turismo - SICT; d) O Secretário de Finanzas - SF; e) O Secretário Técnico de Cooperación Internacional - SETCO e; f) O Secretário de Recursos Naturales y Ambiente - SERNA.

2.4.1.2 Comissão Nacional de Energia

Esta comissão foi criada em 1994 pela Lei Elétrica como Comissão Nacional de Energia Elétrica (CNEE). Com a aprovação da "Ley de Estímulo a la Producción, a la Competividad y Apoyo al Desarrollo Humano" em 20 de maio de 1998, foram modificados alguns artigos da Lei Elétrica e a CNEE passou a ser a CNE. Esta nova comissão também assumiu as funções do restante da área de energia e da

Comissão Nacional de Serviços Públicos (CNSSP) a qual era responsável pela aprovação das tarifas elétricas. Com a criação da CNE foram evitados conflitos e duplicidade de funções entre a CNEE e a CNSSP.

A CNE é um organismo descentralizado da Secretaria de Recursos Naturales y Ambiente. A CNE possui 3 membros titulares e 2 suplentes que são nomeados pelo Presidente da República para mandatos com duração de 4 anos. Na antiga CNEE, os integrantes eram 5 pessoas e representavam os interesses das empresas privadas, dos profissionais do setor elétrico e dos demais trabalhadores e possuíam mandato de apenas 3 anos.

Apesar da CNE estar ligada a SERNA, estabeleceu-se que esta comissão terá independência funcional e dentre suas funções destaca-se a de aplicar e fiscalizar o cumprimento das normas legais que regem a atividade do setor pelos agentes envolvidos no mesmo.

2.4.2 Lei Elétrica

2.4.2.1 Objetivos

- ✓ A Lei Elétrica de Honduras tem como objetivo essencial, regular as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica que tenham lugar no território nacional e se aplicará a todas as pessoas naturais e jurídicas e entes públicos, privados ou mistos que participem em quaisquer das atividades mencionadas. (Art.2)
- ✓ Facilitar a participação da empresa privada nas atividades de geração e fomenta-la na distribuição, é um dos objetivos específicos da Lei (Art. 3(e)).
- ✓ Promover a competitividade dos mercados de produção e demanda de eletricidade para garantir o fornecimento a longo prazo (Art. 3(g)).

¹¹ Neste trabalho, a Ley Marco del Subsector Eléctrico será citada apenas como Lei Elétrica, ou a Lei.

- ✓ Alentar a realização de investimentos das empresas privadas na produção e distribuição, garantindo a competitividade dos mercados onde for possível (Art.3(h)).

2.4.2.2 Da geração de energia elétrica

- ✓ As empresas públicas, privadas e mistas acolhidas pela lei, para vender o seu produto, terão as opções seguintes: a) Vender diretamente a um consumidor livre ou a uma empresa distribuidora; nestes casos, deverão construir as linhas necessárias para fazê-lo ; y b) Vender o seu produto à ENEE. Nesse caso, se a venda for iniciativa própria da empresa privada ou mista, a ENEE garantirá a compra da produção se esta lhe for vendida a um preço igual o menor ao custo marginal de curto prazo. Se a compra e venda for promovida pela ENEE, então a tarifa será a que resulte da respectiva licitação e os termos do contrato incluídos nos documentos daquela .(Art.12)
- ✓ Quando a ENEE prepara os seus planos de expansão de geração e encontra seqüências com alternativas que contenham projetos de desenvolvimento com recursos renováveis, tais como hidrelétricas, eólicas, solares, geotérmicas, biomassa ou outros, estes serão preferidos, sempre e quando o valor presente de dita seqüência não seja superior em dez por cento (10%), ao valor presente da seqüência de geração ótima.(Art.14)

2.4.2.3 Da transmissão de energia elétrica

- ✓ O Estado se reserva a condução da operação do Sistema de Transmissão e do Centro de Despacho.(Art.15).
- ✓ Os interessados em se interligar ao SIN (Sistema Interligado Nacional), deverão construir por sua conta e risco as instalações necessárias para esse propósito.(Art.17).

- ✓ Os donos das linhas de transmissão ou de distribuição permitirão a ligação a suas instalações de qualquer empresa elétrica ou consumidor livre que a solicite. Também permitirão o uso remunerado das suas linhas, quando for necessário, por parte de outras empresas elétricas, incluindo autogeradores e consumidores. As normas técnicas e remunerações aplicáveis a estas operações serão estabelecidas nos regulamentos respectivos.(Art.18).

2.4.2.4 Da distribuição e comercialização de energia elétrica

- ✓ ENEE está obrigada a vender a particulares, municipalidades ou cooperativas, total ou parcialmente, os sistemas de distribuição que atualmente são da sua propriedade, cumprindo os requisitos e condições estabelecidas nesta Lei.

Com esse propósito a CNE, por proposta da ENEE, procederá à divisão do país em zonas de distribuição de energia elétrica com base em critérios que façam que cada uma delas seja tecnicamente viável e economicamente rentável. (Art.22).

- ✓ Naqueles casos em que se estabeleçam empresas para a atividade de distribuição, estas serão constituídas como sociedades mercantis com ações nominativas, e nas quais deverão participar preferencialmente organizações representativas de interesse público ou corporativas como colégios profissionais, cooperativas, sindicatos, federações ou confederações de trabalhadores, associações de empregados públicos, institutos de previsão social, associações ou organizações empresariais e outras similares. Nenhuma destas organizações poderá ser dona de mais de cinquenta por cento (50%) do capital acionário.

A não se completar o capital requerido, a diferença será submetida a licitação pública. ENEE poderá participar como parceira com até trinta por cento (30%) do capital acionário (Art.23)

- ✓ Quando apesar dos esforços empenhados pela ENEE para realizar a venda a que se refere esta Lei, a mesma não for possível, esta se poderá fazer a

sociedades mercantis constituídas que tenham pago capital numa soma previamente determinada pela CNE.

O Estado, através da ENEE e para efeito de garantir a continuidade do serviço, deverá prover serviços de distribuição no caso em que, cumpridos os procedimentos de seleção referidos na presente Lei, não existirem interessados a quem se possa adjudicar a prestação dos mesmos (Art.24)

- ✓ Se não for possível completar a venda seguindo o procedimento indicado no artigo precedente, em cumprimento do disposto no artigo 24 da Lei, a ENEE uma so vez, a elaborar um novo procedimento. Este será proposto ao Gabinete Energético dentro dos dois (2) meses depois de ter declarado fracassado o procedimento contemplado no Artigo anterior (Art.21 do Regulamento)
- ✓ As municipalidades localizadas dentro de uma zona de distribuição poderão participar no capital social da empresa distribuidora em uma porcentagem não superior de cinqüenta por cento (50%), sempre e quando com isso se contribua ao desenvolvimento econômico e social do município (Art.26).

2.4.2.5 Da operação do Sistema Interligado

- ✓ O planejamento, coordenação, supervisão e controle das operações das usinas geradoras e das linhas de transmissão e subestações que pertencem ao SIN, será feito pela ENEE por meio de seu Centro de Despacho (Art.27).
- ✓ O Centro de despacho terá adicionalmente as obrigações seguintes: a)coordenar, supervisionar, controlar e analisar a operação do SIN, incluindo as interligações internacionais. b)coordenar a programação da manutenção preventiva das instalações de SIN; y c)obter e processar a informação necessária para cumprir com as suas funções; assim como para produzir informes mensais a serem apresentados as empresas do sector e a CNE, referente a operação ocorrida e projetada do SIN.(Art.28)

2.4.2.6 Do Regime Tarifário

- ✓ As tarifas refletirão o custo marginal de fornecimento e o valor agregado de distribuição e serão estruturadas de maneira a promover o uso eficiente e economicamente eqüitativo da energia elétrica. A todos os consumidores, com exceção dos residenciais, deverá se lhes cobrar entre cem (100%) e cento vinte (120%) por cento do custo total de fornecimento. No referente á tarifa para o setor residencial o consumo que supere os 500 kWh por mês, deverá ser cobrado cento dez (110%) por cento do custo total, o escalão entre 301 e 500 kWh não menos de cem (100%) por cento, o escalão entre 101 e 300 kWh não menos de oitenta (80%) por cento e aquele entre 0 e 100 kWh não menos do quarenta e cinco (45%) por cento.

- ✓ As tarifas aplicáveis às vendas a uma empresa distribuidora basear-se-ão no conceito de Tarifa em Barramento. Para o cálculo desta tarifa se tomará a média dos custos marginais sobre um período de cinco anos. O cálculo poderá ser simplificado no caso de empresas com uma capacidade instalada inferior a 1.000 kW. (Art.47).

- ✓ Para propósitos de fixação de tarifas, o custo total de transmissão corresponde á anualidade do investimento e os custos de operação e manutenção, calculados com base em uma gestão eficiente. A anualidade do investimento será calculada considerando o valor liquido revalorizado das instalações, sua vida útil e a taxa de atualização citada anteriormente.(Art.48)

- ✓ As tarifas em barramento serão calculadas anualmente pelas empresas geradoras, que deverão ademais apresentar uma fórmula de ajuste automático. Ambas deverão ser aprovadas pela CNE.(Art.49).

A fórmula de ajuste automático permitirá às empresas modificar suas tarifas, quando os preços dos combustíveis ou a taxa oficial de câmbio tiver variado de maneira tal que as tarifas resultantes da aplicação da fórmula de ajuste automático difiram das vigentes em cinco (5%) por cento ou mais. As tarifas só poderão se aplicar uma vez publicadas no Jornal Oficial e em pelo menos um dos jornais de maior circulação no país.

- ✓ As tarifas dos usuários finais do serviço deverão incluir as tarifas em barramento, o custo de transmissão e o valor agregado por conceito de distribuição aplicável a empresa distribuidora que corresponda. Este valor agregado se baseará no conceito de empresa modelo eficiente e incluirá o seguinte: a) Custos associados a prestar serviço ao cliente, independente da sua demanda de potência e energia. b) Perdas médias de distribuição em potência e energia novamente baseadas no conceito de empresa eficiente. e, c) A anualidade do investimento supondo custos de investimento normais, manutenção e operação por unidade de potência fornecida e considerando o valor líquido revalorizado das instalações correspondentes, sua vida útil e a taxa de atualização.(Art.51)
- ✓ Os estudos necessários para fixar as tarifas ao nível de consumidor final, serão preparados pelas empresas distribuidoras. A fórmula de ajuste automático permitirá as empresas modificar suas tarifas, quando as tarifas em barramento ou a taxa oficial de câmbio tiverem variado de maneira tal que as tarifas resultantes da aplicação da fórmula de ajuste automático difiram das vigentes em cinco (5%) por cento ou mais.

As tarifas básicas ao consumidor final terão uma vigência de cinco anos, mas poderão ser recalculadas antes se o montante resultante da fórmula de ajuste chegar a ser igual ao montante básico das tarifas. As tarifas só poderão se aplicar uma vez publicadas no Jornal Oficial "La Gaceta" e pelo menos um dos jornais de maior circulação no país.(Art.53)

- ✓ No processo de revisão e aprovação de tarifas ao consumidor final, a CNE celebrará audiências públicas a fim de dar oportunidade aos usuários para que apresentem seus pontos de vista. A frequência e os procedimentos das audiências serão regulamentadas pela CNE.(Art.58).

2.4.2.7 Do Regime Fiscal

- ✓ Cria-se o "FONDO SOCIAL DE DESARROLLO ELÉCTRICO" que será administrado pela ENEE e servirá para financiar os estudos e obras de eletrificação que sejam de

interesse social, o mesmo que será financiado com os aportes da ENEE por um montante equivalente a um por cento (1%) da fatura anual pela venda de energia que se efetue ao usuário final, cujo montante não deverá ser menor de quinze milhões de Lempiras¹². (Art.62).

As vendas de energia e potência das empresas do sub-setor estarão isentas do pagamento do imposto sobre vendas. (Art.63).

2.4.2.8 Da Proteção e Conservação do Meio Ambiente

- ✓ Na preparação dos estudos para a construção de projetos de geração e transmissão, os interessados deverão acatar disposições legais para a proteção e conservação do meio ambiente. (art.64).

2.4.2.9 Dos Contratos de Operação

- ✓ Os contratos de operação deverão estabelecer, entre outras, as condições seguintes:
 - a) as condições aplicáveis à prestação do serviço, incluindo especificações e normas técnicas.
 - b) sua duração, que poderá ser entre 10 e 50 anos, salvo casos excepcionais qualificados pela CNE e o procedimento para a sua renovação ou prorrogação. Em todos casos estes contratos deverão ser aprovados pelo Congresso Nacional.
 - c) os casos que configurem uma descontinuidade do serviço que obrigue a intervenção do Estado.
 - d) as causas para o termino antecipado do contrato e para declarar a caducidade do mesmo.
 - e) as obrigações e responsabilidades das partes nas situações previstas na letra antecedente.
 - f) o relativo ao fundo de reserva ou garantias a que se refere o Artigo 44.
 - g) as indenizações e sansões pelo não cumprimento, e
 - h) Os bens que ao final do contrato ficam sujeitos á autorização de SERNA para sua livre disposição. (Art.69).

¹² Atualmente corresponde a US\$ 1.000.000,0. A taxa de câmbio é 15 Lempiras/US\$

2.5 Fontes Renováveis e Co-geração

2.5.1 Projetos Renováveis

A energia de projetos de fontes renováveis beneficia à sociedade ao reduzir a emissão de poluentes ambientais¹³, pela mitigação dos riscos de variação dos preços da eletricidade¹⁴, e por incrementar a flexibilidade do fornecimento de energia (Wiser, R., 1997)

Em Honduras, são poucos os projetos de fontes renováveis estudados, isto devido ao pouco incentivo que recebem. Na tabela 2.5.1 mostram-se alguns dos projetos que estão sendo estudados atualmente.

Tabela 2.5.1: Projetos Renováveis

Projecto	Potência MW	Fator Cap. (%)	Geração GWh
Bambú	50	40%	175,2
Resíduos de Madeiras	30	40%	105,1
Eólico	60	25%	131,4
Total	140	35%	411,7

Fonte: Cárcamo, 1998

2.5.2 Cogeração

Cogeração refere-se ao processo da produção combinada de calor e eletricidade desde uma fonte só, o que permite o uso seqüencial da energia liberada pela combustão do combustível.

Da perspectiva da energia, a atração da cogeração é a alta eficiência da conversão, em torno do 75-90%, mais alta do que a que pode ser alcançada com sistemas independentes de calor e eletricidade. Neste sentido, a cogeração pode ser

¹³ Projetos renováveis da tabela 2.5.1 são ambientalmente neutros ao capturar poluentes enquanto plantados, e logo substituem a geração de eletricidade de usinas térmicas que queimam óleo diesel

¹⁴ Pela diversificação de fontes

considerada como uma tecnologia de elevada eficiência energética. Do ponto de vista do sistema de eletricidade, a cogeração nos setores industrial e comercial é uma opção como fonte de geração de eletricidade descentralizada.

Em Honduras, a ENEE e a Comunidade Européia, mediante o convênio de financiamento HND/B7-3011/95/081, desenvolveram o projeto "Uso Racional de la Energia Eléctrica". Os resultados das auditorias feitas em algumas indústrias são mostradas na Tabela 2.5.2.

Tabela 2.5.2: Projetos de Cogeração.

Empresa	Investimento 10 ³ US\$	Economia Anual		Potência Instalada MW	Excedente de Eletricidade GWh/ano	Pay Back anos
		10 ³ US\$	GWh			
Cerveceria Hondureña SA	5.971,32	1.114,09	12,4	10,7	67,2	8,4
Cerveceria Hondureña Teg.	126,00	183,45	2,4	2,2	68,2	0,7
Leche y Derivados (LEYDE)	240,93	197,87	0,5	1,3	5,5	4,8
Embotelladora de Sula	57,32	86,99	2,8	3,0	20,5	0,7
Tabacalera Hondureña SA	866,89	180,78	8,4	0,8	2,7	4,8
Empacadora San Lorenzo	653,86	98,15	3,7	0,5	2,2	6,8
TOTAL	8.616,31	1.869,34	28,1	18,6	164,3	4,6

Fonte: ENEE, 1997

Como se pode ver a potência total de seis projetos é de 18,6 MW¹⁵ com um custo médio de US\$ 8,6 milhões

¹⁵ Equivale a 2,2% da capacidade instalada em 1999.

CAPÍTULO III

CARACTERIZAÇÃO DOS USOS FINAIS NA ZMVS

Neste capítulo, analisa-se a natureza do consumo no setor residencial da ZMVS, mediante a caracterização da curva de carga e dos usos finais de energia. Determina-se a contribuição dos usos finais de iluminação, cocção, refrigeração e condicionamento de ar no consumo total de energia e a participação deles nas pontas do sistema.

3.1 Dados Gerais

A zona eleita para levar a cabo as pesquisas de campo para determinar os usos finais mais importantes quanto a energia e demanda, compreende uma área composta por várias comunidades altamente integradas no plano geográfico, econômico, interligada mediante linhas de transmissão em 138 e 69 e sub-transmissão em 34,5 kV, e circuitos de distribuição em 13kV e 240/120 V. Tal região é conhecida como ZMVS (Zona Metropolitana do Vale de Sula), onde a cidade de San Pedro Sula¹ é o centro urbano e de consumo da região.

A população na ZMVS atinge 405,000 habitantes. A cobertura Elétrica a setembro de 1997 é mostrada na Tabela 3.1.1

¹ Conhecida como a capital industrial de Honduras, pelo seu desenvolvimento industrial.

Tabela 3.1.1: Cobertura elétrica na ZMVS

Quantidade de moradias	Ligações Registradas	Cobertura
144,787	111,776	77.2 %

Fonte: ENEE, 1997

A ZMVS recebe o fornecimento de energia elétrica através de seis linhas de transmissão: quatro linhas a 230 KV e duas a 138 KV. As subestações de distribuição que servem a área de interesse somam sete e as tensões nas mesmas são: 13.8 KV, 34.5 KV e 69 KV. A capacidade instalada total é de 195 MVA.

3.2 Mercado de Eletricidade

3.2.1 Consumo de Eletricidade

Pode-se observar na Tabela 3.2.1 e 3.2.2 que, em 1999, 35,7% (295.264,1 MWh) da energia da ZMVS foram consumidos pelo setor residencial, sendo este e o setor industrial, que consumiu 29,8%, os mais importantes consumidores de energia. O setor comercial também contribui de maneira significativa ao consumo de energia, com 27,9% (230.750,1 MWh).

Tabela 3.2.1 Estrutura do Consumo de Eletricidade da ZMVS

CONSUMO DE ELETRICIDADE DA ZMVS (MWh)			
	1997	1998	1999
Residencial	256.391,9	295.230,0	295.264,1
Comercial	216.690,1	240.271,6	230.750,1
Industrial	190.645,3	231.840,7	246.311,5
Publico	52.228,2	59.640,6	54.857,8
Total	715.955,5	826.982,9	827.183,5

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Tabela 3.2.2 Participação Setorial no Consumo de Eletricidade da ZMVS

PARTICIPAÇÃO NO CONSUMO (%)			
	1997	1998	1999
Residencial	35,6%	35,7%	35,7%
Comercial	30,3%	29,1%	27,9%
Industrial	26,6%	28,0%	29,8%
Público	7,3%	7,2%	6,6%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

3.2.2 Número de Usuários na ZMVS

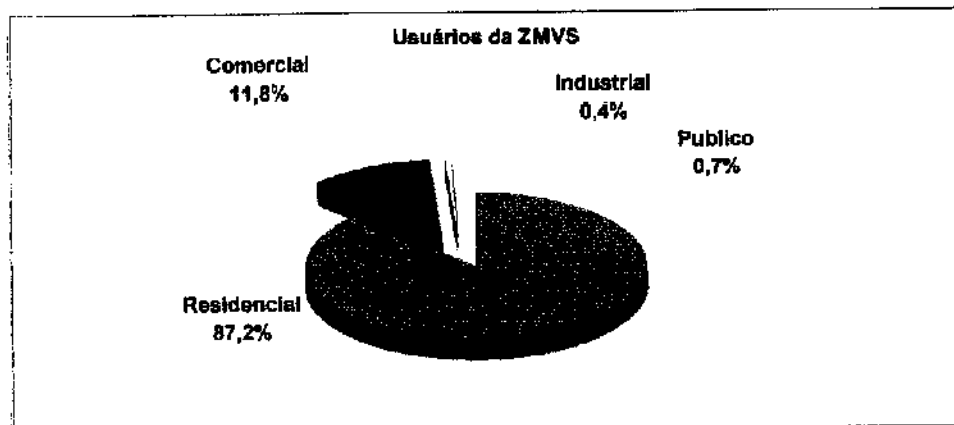
O número total de clientes da ZMVS foi de 111.776, em 1999, dos quais 87,2%(97.418) pertencem ao setor residencial, 11,8% (13.198) pertencem ao setor comercial, 0,4% (393) pertencem ao setor industrial e 0,7% (766) ao setor público (ver tabela 3.2.3 e figura 3.2.1).

Tabela 3.2.3: Usuários da ZMVS

USUÁRIOS DA ZMVS	
	1999
Residencial	97.418
Comercial	13.198
Industrial	393
Público	766
Total	111.776

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Figura 3.2.1: Participação dos Usuários por Setor



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

3.2.3 Consumo Médio da ZMVS

A média ao ano do consumo por usuário da ZMVS é 179,5 MWh. Isto é assim pela contribuição do setor industrial que tem a maior concentração de energia com uma média por usuário de 626,1 MWh. A média do setor residencial resulta em 3,0 MWh ao ano (ver tabela 3.2.4).

O setor comercial tem uma média de 17,5 MWh/usuário, sendo este número significativo. Isto se deve a que esta zona é considerada de grande desenvolvimento comercial e industrial.

Tabela 3.2.4: Média do Consumo por Usuário na ZMVS

CONSUMO/USUARIO (MWh/usuario)	
	1999
Residencial	3,0
Comercial	17,5
Industrial	626,1
Público	71,6
Media	179,5

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

3.3 Mercado de eficiência energética

A pesquisa feita nos comércios, referente a equipamentos de uso final, foi limitada pelos seguintes fatores:

Existe uma grande variedade de marcas de equipamentos de uso final pesquisados: geladeiras, ar Condicionado, fogões elétricos e fogões a gás, devido à importação deles.

Somente algumas das empresas comerciais pesquisadas forneceram os dados solicitados. A maioria respondeu que os dados eram confidenciais.

A eficiência dos equipamentos, na comercialização, não tem importância, e mesmo pessoal de atendimento ao cliente dos comércios não sabiam o que falar ao consultar sobre modelos eficientes.

Os dados técnicos, incluindo os índices de eficiência ou consumo energético, geralmente não estavam disponíveis para os compradores.

Em alguns casos os dados não pareciam ter significado analítico, por exemplo, equipamentos de baixo consumo com preços menores, etc.

No caso das geladeiras, porém, obteve-se alguns dados de consumo, mesmo sem se poder obter o dado da temperatura de referencia da medição do consumo nominal.

A seguir se amostram os dados que vão ser utilizados neste trabalho

3.3.1 Lâmpadas incandescentes e fluorescentes compactas.

Estes equipamentos representam 3,6% do consumo de energia elétrica no setor residencial da ZMVS. A sua demanda máxima coincide com o pico do sistema hondurenho.

A pesquisa feita nos distribuidores de lâmpadas no mercado hondurenho mostra que as lâmpadas incandescentes têm um preço médio, em todas as nomações de potencia, de US\$ 0,42, e as lâmpadas fluorescentes compactas de 20 W com um preço médio de US\$ 8,0. As lâmpadas incandescentes mais usadas estão entre 40W e 60W de potência.

3.3.2 Fogões

A contribuição destes equipamentos no consumo de energia elétrica no setor residencial da ZMVS foi de 14,3% em 1999. Sua demanda máxima coincide com as horas de ponta do sistema, tanto a ponta das 10-12 horas na manhã quanto à ponta das 18-20 horas na noite.

A pesquisa feita com os fornecedores mostra que existem muitas marcas importadas, entre elas estão Magestic, Superior e Atlas. A pesquisa mostra que os fogões a gás de três bocas custam ao redor de \$ 40. Os fogões de 4 bocas tinham preços ao redor de US\$50. Mas têm fogões de quatro bocas com forno que custam ao redor de US\$ 250. Neste estudo vai se adotar o valor de US\$ 249,3 para os fogões a gás.

Entretanto, os fogões elétricos encontram-se de diferentes marcas. Existem modelos populares de 2 espirais, existindo também de quatro espirais, consumindo em media 1,2 KW por espiral. O preço situa-se ao redor de US\$ 219.

Eficiência: A eficiências de transformação de energia do fogão elétrico e do queimador de GLP é 55,0% e 54,7% respectivamente (Herrera, 1996). A eficiência media das usinas da ENEE é aproximadamente 25,0% e as perdas de transmissão e distribuição são de aproximadamente 20%. As eficiências totais segundo a primeira Lei da Termodinâmica são :

$e_{FE} = (\text{eficiência das usinas}) * (\text{perdas na transmissão e distribuição}) * (\text{eficiência nos fogões elétricos})$

$$e_{FE} = 0,25 \cdot 0,8 \cdot 0,55 = 0,11$$

$$e_{FG} = (\text{perdas na distribuição}) \cdot (\text{eficiência nos fogões a gás})$$

$$e_{FG} = 0,90 \cdot 0,55 = 0,495$$

Segundo a segunda Lei a eficiência dos processos realizados a baixa temperatura é muito baixa (Patterson, 1997). As eficiências resultantes são:

$$e_2 = \frac{\text{Calor_Transferido}}{\text{Calor_Maximo_Disponivel}}$$

$$e_2 = e_1 \frac{(Tt - Ta)}{Tt} = e_1 \left(1 - \frac{Ta}{Tt}\right)$$

Ta: Temperatura ambiental em Kelvin (absoluta)

Tt: Temperatura de transferência da fonte quente, em kelvin (absoluta)

Se Tt é muito alta, então e_1 , e_2 são quase iguais.

Se Tt, Ta são apenas diferentes, e_2 é muito baixa.

Equivalência entre combustíveis: Se começa com a consideração dos conteúdos caloríficos de cada um deles. O GLP tem 6100 kCal/litro e a eletricidade 860 kCal/kWh.

Mas ao terem diferentes eficiências, é mais indicado comparar com eficiências térmicas segundo a American Gás Association. Eles definem um fator de substituição como o número de calorias de um combustível equivalente às calorias da outra fonte, para a mesma quantidade de energia útil. No caso da cocção residencial o fator eletricidade:gás é de 1:2. Ou seja que para um consumo de 100 kWh, que equivale a

86.000 kCal, a energia térmica para o gás seria $86.000 \times 2 = 172.000$ kCal, que dividido pelo conteúdo calorífico de 6100 kCal/litro resulta em 28,2 litros de GLP (Herrera, 1996).

3.3.3 Geladeiras

As variáveis que afetam o consumo de energia podem ser classificadas em três grupos (Barghini, 1996)

As condições climáticas: Em regiões de clima quente, o consumo das geladeiras tende a aumentar. Entretanto, em regiões de clima frio, o consumo específico das geladeiras tende a diminuir.

Os estilos de vida: A refrigeração residencial satisfaz a necessidade básica de conservação de alimentos. Para os estratos de baixo consumo, a penetração é quase marginal, entretanto, para a população de maiores ingressos, a penetração é alta.

Os hábitos de uso: As condições de instalação das geladeiras afetam o consumo. É sabido que geladeiras que estão próximas a fogões, tem um maior consumo em comparação de geladeiras que estão em posições adequadas. A exposição das geladeiras ao sol, em qualquer hora do dia, provoca filtrações de calor e aumento do consumo específico.

Outro elemento que afeta o consumo é representado pelas condições de conservação das geladeiras. Algumas geladeiras podem apresentar problemas de isolamento das portas, com perdas de frio e filtrações de ar. Às vezes o termostato pode estar em más condições.

Elementos adicionais, se relacionam com a colocação de alimentos quentes dentro da geladeira, abertura freqüente das portas, e até colocar roupa para secar sobre o condensador.

No caso do setor residencial da ZMVS, a contribuição destes equipamentos no consumo de energia elétrica foi de 3,6% em 1999.

A pesquisa feita mostra a existência de muitas marcas importadas,. Em muitos casos não foi possível obter os dados de consumo médio nem a temperatura média de medição desse consumo médio.

Entre os dados pesquisados², pode-se observar modelos de uma porta com capacidade de 177,8 litros no compartimento maior e 35,1 litros no congelador, com consumo médio ao redor de 309 kWh/ano e preços ao redor de US\$ 370. No entanto se encontraram geladeiras com similares características e consumo médio ao redor de 500 kWh/ano e preço médio de US\$ 320. É de esperar que os modelos antigos tenham consumos da ordem de 600 kWh/ano.

Às vezes os dados pesquisados mostram uma relação direta e não inversa entre preço e consumo médio, para geladeiras com características similares de capacidade, dando-se casos onde existiam modelos de geladeiras com consumos baixos e menores custos de investimento. Isto talvez possa ser assim dada a diversidade de marcas importadas existentes.

3.3.4 Condicionadores de ar

A contribuição destes equipamentos no consumo de energia elétrica no setor residencial da ZMVS foi de 65,6% em 1999. O fator de coincidência foi de apenas 19,2%. Isto pode acontecer dado que, as pessoas que têm condicionadores de ar, só os usam nas horas da noite depois de voltar do trabalho.

A eficiência destes aparelhos é medida pelo índice EER (Energy Efficiency Ratio), que consiste na relação entre a capacidade de esfriamento em BTU e o consumo de eletricidade em Wh.

² Pesquisa junto aos fornecedores hondurenhos pelo MSc Cecílio Cárcamo e outros

Os condicionadores de ar novos, existentes no mercado hondurenho com capacidade de **18.000 BTU**, têm um ERR médio de **10,7**. Existem também condicionadores de ar com EER de **8,8**. Adota-se como consumo médio (por comparação com pesquisa em Boa Vista (Sauer et. al., 1999)) dos condicionadores de ar menos eficientes o valor de **9.600,0 kWh/ano**. Entretanto, os condicionadores de ar eficientes ficam com **7.895,3 kWh/ano**.

Os preços médios estão entre **US\$ 450**, para os aparelhos de alta eficiência e **US\$384** para os de baixo EER.

3.4 Tarifas de Eletricidade

O artigo 47 da Lei Elétrica Hondurenha, determina que as tarifas de eletricidade reflitam o Custo Marginal de Fornecimento e o Valor Agregado de Distribuição e serão estruturadas de maneira que promovam o uso eficiente e economicamente equitativo da energia elétrica (ver item 2.1.2.6).

3.4.1 Tarifas no Setor Residencial

A tarifa destinada ao setor residencial para uso exclusivamente doméstico é denominada "Tarifa A": O fornecimento é monofásico e em baixa tensão. Somente a energia vendida é cobrada e não a potência demandada.

Atualmente os consumidores residenciais com consumo inferior a 300 kWh/mês recebem um subsídio do governo central. Isto leva à ENEE a elaborar duas tabelas para o cálculo da tarifa A.

A Tabela 3.4.1 apresenta as tarifas subsidiadas para os consumidores residenciais com consumo inferior a 300 kWh/mês. A tabela 3.4.2 mostra as tarifas para o consumidor residencial com consumo mensal superior a 300 kWh.

Tabela 3.4.1: Tarifa Residencial - Consumo Menor a 300 kWh/mês

Faixa (kWh/mês)	Preço	Unidade
0-20	0,550	US\$
21-100	0,056	US\$/kWh
101-300	0,081	US\$/kWh

Fonte: CNE, 2000

Tabela 3.4.2: Tarifa Residencial - Consumo Maior a 300 kWh/mês

Faixa (kWh/mês)	Preço	Unidade
0-20	0,564	US\$
21-100	0,057	US\$/kWh
101-300	0,083	US\$/kWh
301-500	0,097	US\$/kWh
>500	0,106	US\$/kWh

Fonte: CNE, 2000.

3.5 Caracterização das Curvas de Carga

3.5.1 Curvas de Carga do Sistema

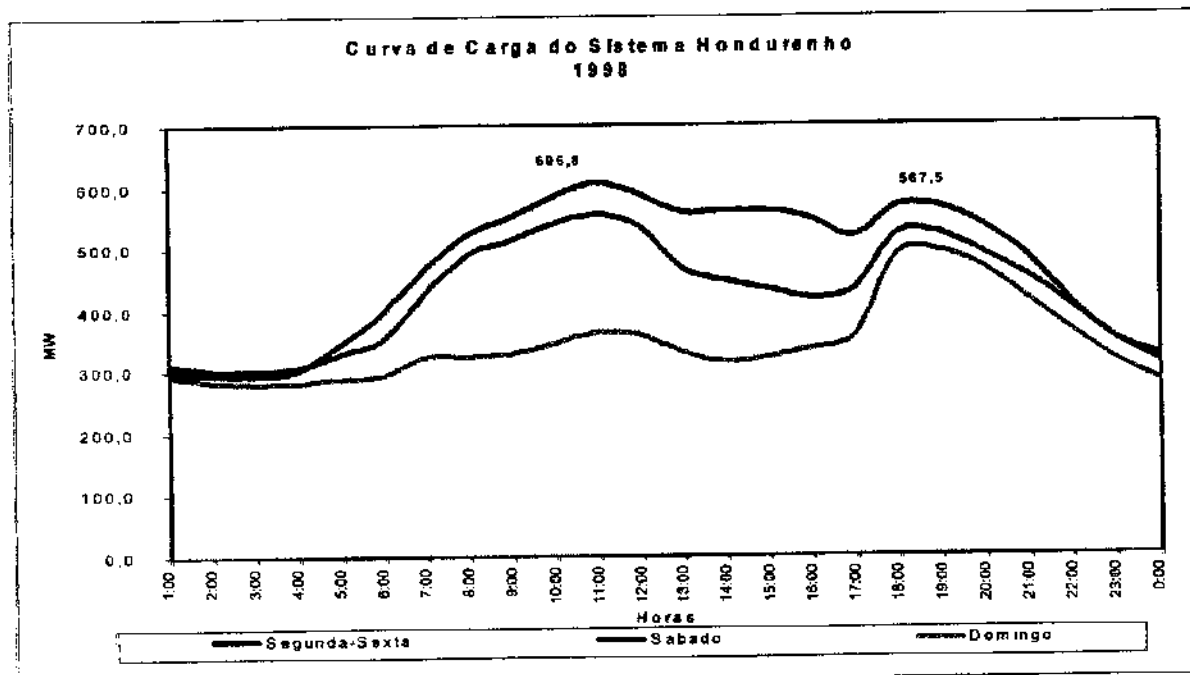
A tabela 3.5.1 mostra os dados de três curvas de carga típicas do sistema hondurenho, onde a demanda máxima foi de 606,8 MW, ocorrida na semana 35 de 1998.

Tabela 3.5.1: Curva de Carga do Sistema de Honduras

Hora	Segunda-Sexta	Sabado	Domingo	Total
1:00	299,9	312,0	293,5	301,8
2:00	295,1	302,5	281,5	293,0
3:00	292,6	300,0	279,0	290,5
4:00	302,6	306,0	279,5	296,0
5:00	344,9	329,0	288,0	320,6
6:00	397,4	353,0	292,0	347,5
7:00	465,1	427,0	323,5	405,2
8:00	522,5	487,5	324,0	444,7
9:00	552,0	512,0	329,0	464,3
10:00	585,8	540,0	346,0	490,6
11:00	606,8	555,0	364,0	508,6
12:00	585,9	535,0	358,5	493,1
13:00	558,4	465,5	331,0	451,6
14:00	560,3	446,0	314,0	440,1
15:00	561,0	433,5	321,5	438,7
16:00	547,5	417,0	336,0	433,5
17:00	518,4	433,0	356,0	435,8
18:00	567,5	521,0	488,0	525,5
19:00	567,0	521,5	491,5	526,7
20:00	534,8	489,0	464,0	495,9
21:00	483,0	452,0	414,5	449,8
22:00	408,6	403,0	384,0	391,9
23:00	351,5	351,0	315,5	339,3
0:00	320,6	311,5	281,0	304,4
Max	606,8	555,0	491,5	526,7

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Figura 3.5.1: Curva de Carga do Sistema Hondurenho



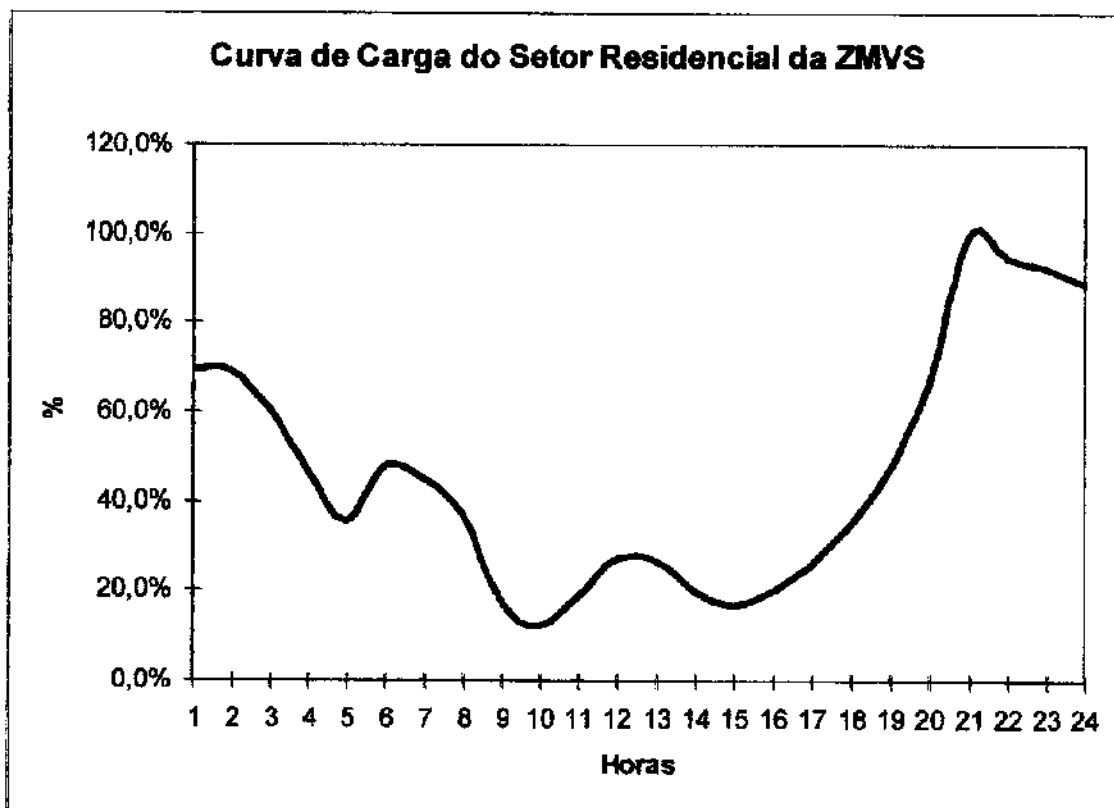
Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

As curvas de carga são mostradas na figura 3.5.1, onde a linha superior representa a curva de carga dos dias de segunda a sexta feira, a linha média representa os sábados e a linha de baixo representa os domingos.

3.5.2 Curva de Carga no Setor Residencial da ZMVS

A curva de carga do setor residencial da ZMVS é mostrada na figura 3.5.2, onde se pode ver que a demanda máxima ocorre as 22 horas. Isto pode ser explicado pela contribuição dos aparelhos de ar condicionado, que são acionados à essa hora.

Figura 3.5.2: Curva de Carga do Setor Residencial da ZMVS



Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000

3.6 Caracterização dos Usos Finais

Esta caracterização dos usos final de energia baseia-se nos resultados da pesquisa realizada pela ENEE/OLADE e executada pela Aragon e Associados.

3.6.1 Participação dos Usos Finais no Consumo de Energia

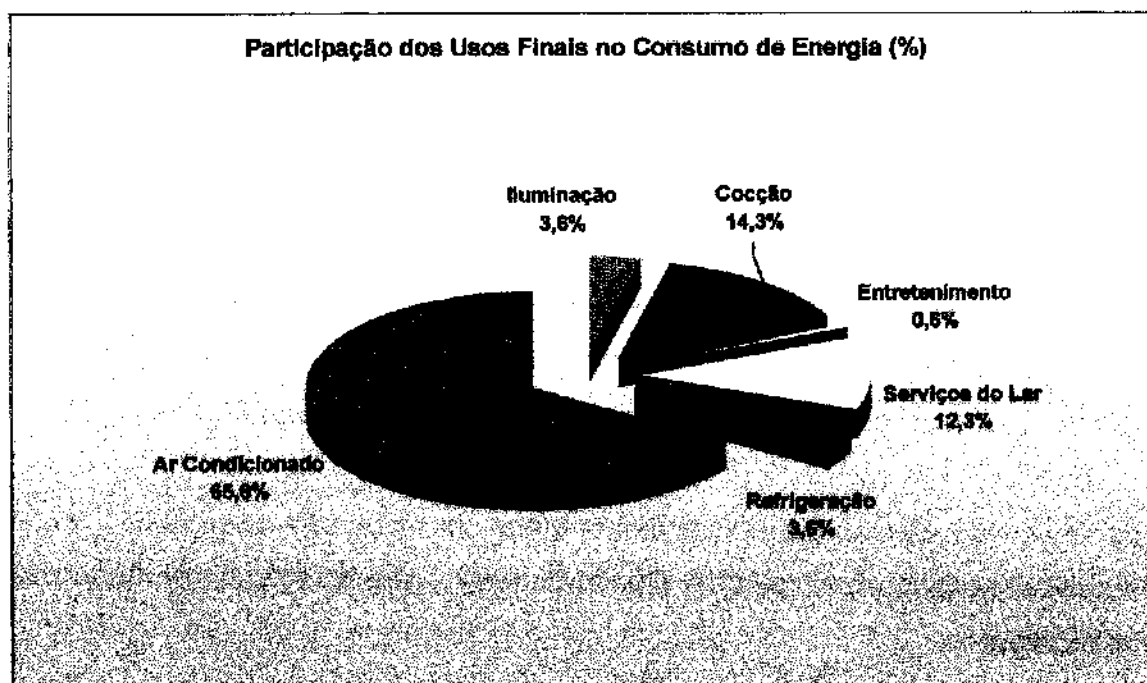
O uso final com a maior participação no consumo de energia elétrica na ZMVS foi o condicionamento de ar, com 65,6% (193,62 GWh), seguido dos usos da cocção com 14,3% (42,32 GWh), refrigeração com 3,6% (10,65 GWh) e iluminação com 3,6% (10,57 GWh). Os outros usos finais, como entretenimento e serviços do lar consumiram 12,9% (38,10 GWh). A tabela 3.6.1 e a figura 3.6.1 mostram dita participação:

Tabela 3.6.1: Participação dos Usos Finais no Consumo de Energia (GWh)

	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	Outros	Total
Energia Total (GWh)	10,57	42,32	10,65	193,62	38,10	295,3
Particip. (%)	3,6%	14,3%	3,6%	65,6%	12,9%	100,0%

Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000.

Estes dados mostram um grande potencial de eficiência energética no uso de condicionamento de ar; isto é consequência do clima quente que impera na área de estudo.

Figura 3.6.1: Participação dos Usos Finais no Consumo de Energia

Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000

3.6.2 Participação dos Usos Finais no Pico das 10-12 horas

Segundo a ENEE, o sistema hondurenho apresenta dois picos de demanda. O primeiro pico ocorre entre as 10-12 horas.

Os usos finais que tem a maior participação são: a cocção com 4,2 % (12,46 GWh) do consumo total de energia, seguido pelos usos de condicionamento de ar com 0,9% (2,80 GWh), refrigeração com 0,6% (1,78 GWh) e iluminação com 0,1% (0,17 GWh). Os outros usos finais participam com 1,7% (4,94 GWh)³. A tabela 3.6.2 mostra a distribuição da energia nesta primeira ponta de demanda.

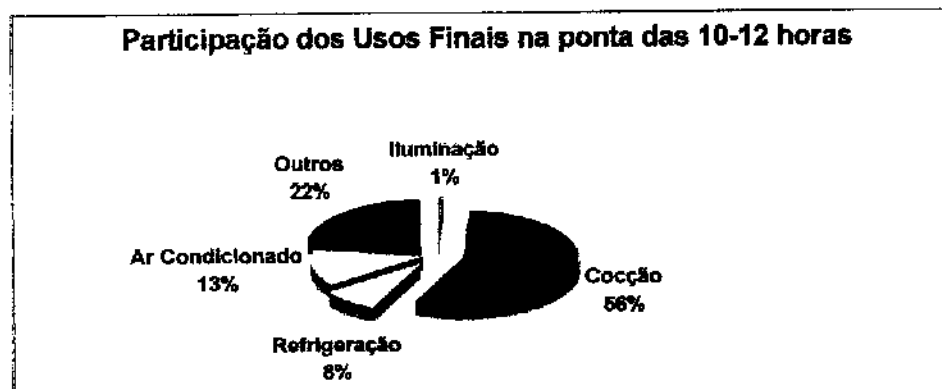
³ As porcentagens mencionadas são com respeito ao consumo total. As porcentagens baseadas somente no consumo de ponta das 10-12 horas são: cocção 56,3%, condicionamento de ar 12,6%, refrigeração 8,0%, iluminação 0,7% e os outros usos 22,3%

Tabela 3.6.2: Participação dos Usos Finais na Ponta das 10-12 horas

	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	Outros	Total
Energia Ponta (GWh)	0,17	12,46	1,78	2,80	4,94	22,13
Partic.ponta (%)	0,1%	4,2%	0,6%	0,9%	1,7%	7,5%

Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000

Nesta ponta, o uso da cocção tem o maior potencial de eficiência energética. Este horário equivale ao período do almoço em Honduras. A substituição da eletricidade por GLP, é muito atrativa.

Figura 3.6.2: Participação dos Usos Finais na Ponta das 10-12 horas

Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000

3.6.3 Participação dos Usos Finais no Pico das 18-20 horas

A outra ponta da demanda ocorre entre as 18-20 horas. O uso final de maior participação é o condicionamento de ar 6,1% (18,09 GWh) do consumo total de energia, seguido dos usos de cocção 3,5% (10,46 GWh), iluminação 1,7% (5,06 GWh),

refrigeração 0,5% (1,33 GWh). Os outros usos finais contribuem com 1,4% (4,22 GWh)⁴.

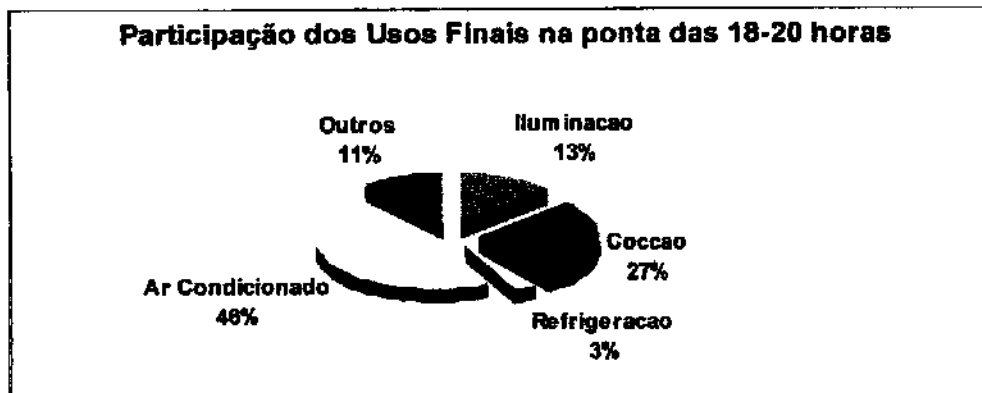
Tabela 3.6.3: Participação dos Usos Finais na Ponta das 18-20 horas

	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	Outros	Total
Energia Ponta (GWh)	5,06	10,46	1,33	18,09	4,22	39,15
Partic.ponta (%)	1,7%	3,5%	0,5%	6,1%	1,4%	13,3%

Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000

A figura 3.6.3 mostra as porcentagens do consumo de ponta, onde o ar condicionado contribui com 46% de consumo desta ponta, a cocção representa 27%, a iluminação 13%, a refrigeração 3% e os outros usos participam com 11%

Figura 3.6.3: Participação dos Usos Finais na Ponta das 18-20 horas



Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000

3.6.4 Curvas de Carga por Usos Finais

Para poder pesquisar as possíveis ações pelo lado da demanda precisa-se ter um conhecimento do comportamento dos usuários finais durante as diferentes horas do dia.

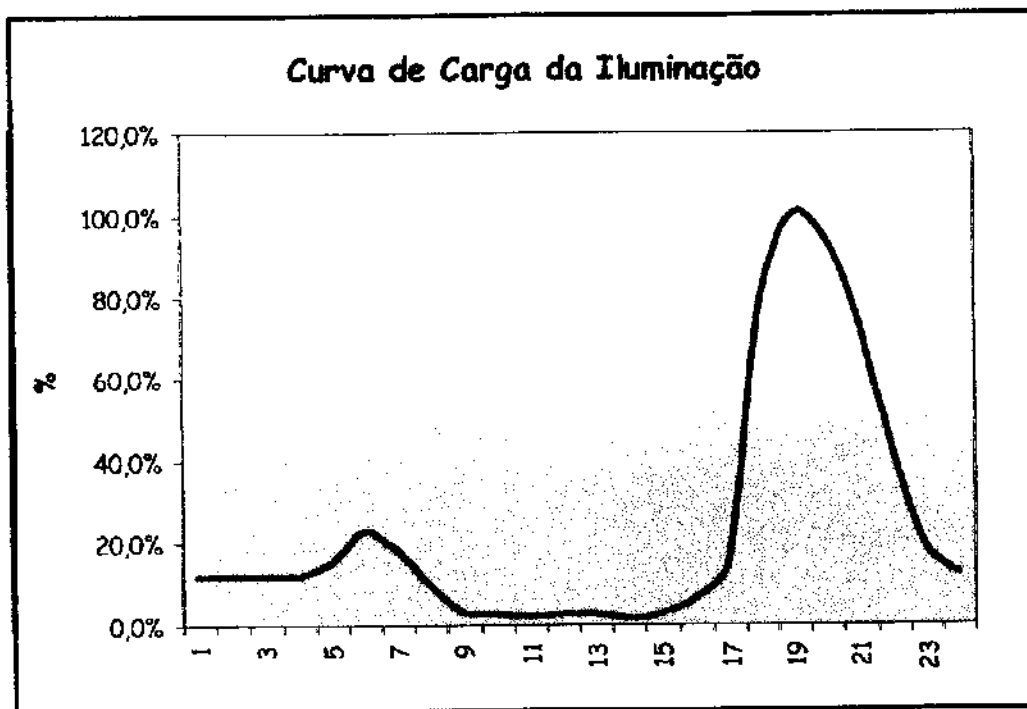
⁴ As porcentagens baseadas somente no consumo de ponta das 18-20 horas são: Condicionamento de Ar 46,2%, Cocção 26,7%, Iluminação 12,9%, Refrigeração 3,4% e os Outros Usos Finais 10,8%

Isto se consegue ao determinar as curvas de carga por usos finais na ZMVS. As seguintes figuras mostram as diferentes curvas de carga

3.6.4.1 Curva de Carga da Iluminação

A demanda máxima na iluminação ocorre às 19 horas, correspondendo ao horário de demanda máxima do sistema elétrico. A participação no primeiro horário das 10-12 horas é pequena. A contribuição na ponta das 18-20 horas é significativa. Isto se deve a que estas horas correspondem à noite em Honduras. A figura 3.6.4 mostra o comportamento horário dos consumidores

Figura 3.6.4: Curva de Carga da Iluminação

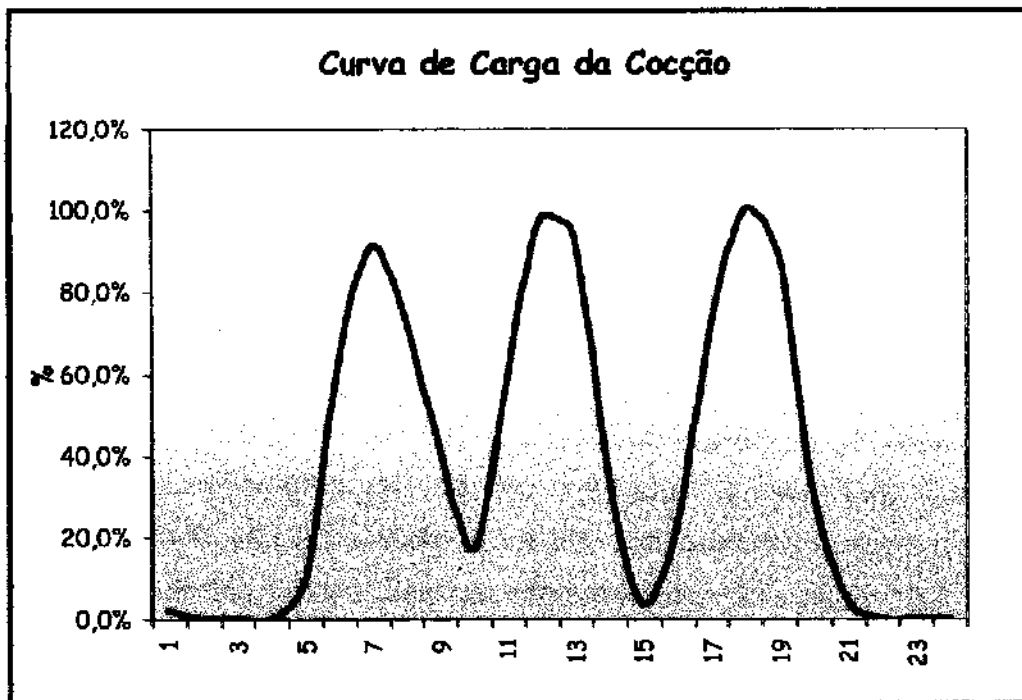


Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000

3.6.4.2 Curva de Carga da Cocção

A cocção tem um comportamento similar das 6-8, 10-12, 18-20 horas, que correspondem aos períodos do café da manhã, o almoço e o jantar, respectivamente. A figura 3.6.5, mostra o comportamento horário da carga.

Figura 3.6.5: Curva de Carga da Cocção

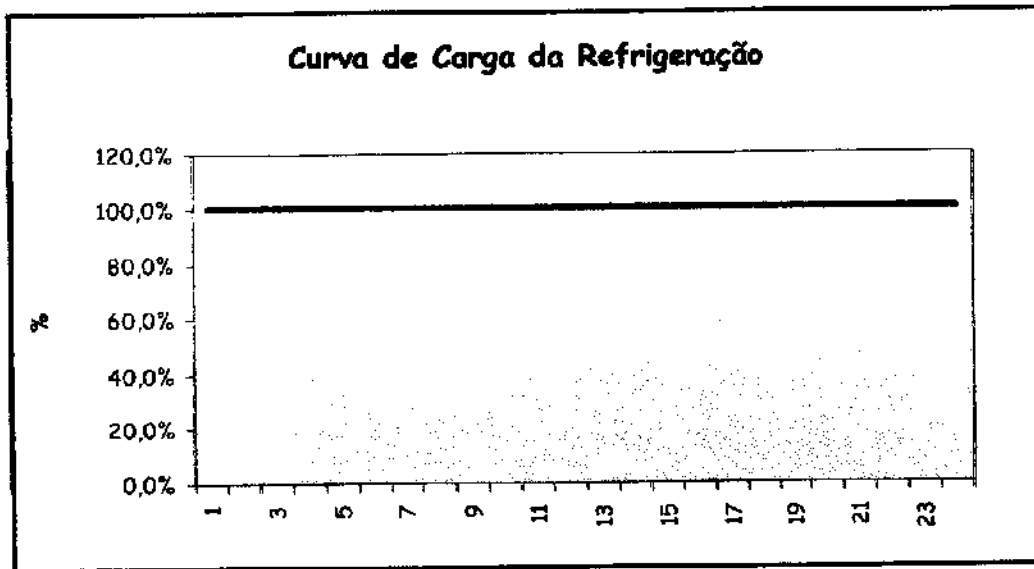


Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000

3.6.4.3 Curva de Carga da Refrigeração

A refrigeração por ser uma carga intermitente e regular tem um comportamento médio igual a todas as horas do dia. Apesar de ter um comportamento regular a sua contribuição no consumo de ponta é maior na ponta das 18-20 horas.

Figura 3.6.6: Curva de Carga da Refrigeração

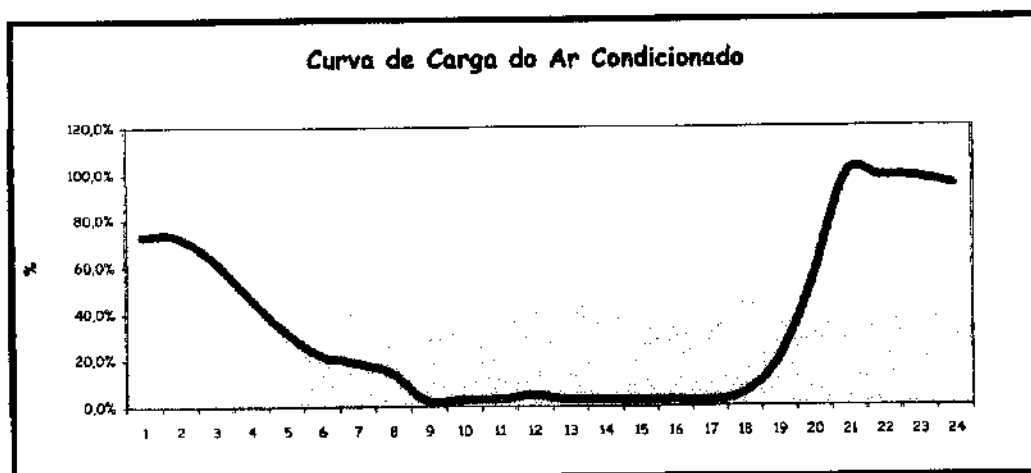


Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000

3.6.4.4 Curva de Carga do Ar Condicionado

O condicionamento de ar é um uso que tem uma grande contribuição nas pontas do sistema. Tendo a sua maior contribuição das 20 horas às 5 horas da manhã do dia seguinte. A figura 3.6.7 mostra o comportamento dos aparelhos de ar condicionado no setor residencial da ZMVS

Figura 3.6.7: Curva de Carga do Condicionamento de Ar



Fonte: Elaboração própria baseada na pesquisa da ENEE/OLADE, 2000

3.7 Resumo

A população na ZMVS atinge 405,000 habitantes. A cobertura Elétrica a setembro de 1997 foi de 77,2%. Em 1999, os 97.418 (87,2%) usuários do serviço elétrico no setor residencial consumiram 35,7% (295.264,1 MWh) da energia total.

Para explicar a natureza do consumo e avaliar o potencial de eficiência energética, foi desenvolvida na ZMVS uma pesquisa nos lares, cujos resultados mostram que, principalmente, são quatro os usos finais que têm maior participação no consumo de eletricidade. O uso que tem maior participação no consumo residencial é o uso de condicionamento de ar, que dos 295,3 GWh consumidos em 1999, participou do 65,6% (193,62 GWh). Seguidamente, se encontra o uso da cocção que participa com 14,3% (42,32 GWh), o uso da refrigeração com 3,6% (10,65 GWh) e o uso da iluminação participa com 3,6% (10,57 GWh).

Na ponta das 10-12 horas, dos 61,29 GWh consumidos, o uso da cocção participa com 37,4% (22,92 GWh) da energia elétrica consumida nesta ponta. Com respeito á energia total a participação é de 7,8%. Logo, o uso que tem a segunda maior participação é o condicionamento de ar, que contribui com 34,1% (20,88 GWh), o uso da iluminação contribui com 8,5% (5,23 GWh) e o uso da refrigeração com 5,1% (3,11 GWh). Nesta ponta, os usos da cocção e condicionamento de ar, acumulam juntos 71,5% da energia elétrica consumida nesta ponta.

Entretanto, na ponta das 18-20 horas, dos 39,15 GWh consumidos, o uso de condicionamento de ar participa com 46,2% (18,09 GWh) da energia elétrica consumida nesta ponta. Com respeito á energia total a participação é de 6,1 %. Logo, o uso que tem a segunda maior participação é a cocção, que contribui com 26,7% (10,46 GWh), o uso da iluminação contribui com 12,9% (5,06 GWh) e o uso da refrigeração com 3,4% (1,33 GWh). Nesta ponta, os usos de condicionamento de ar e a cocção, acumulam juntos 72,9% da energia elétrica consumida nesta ponta.

CAPÍTULO IV

AVALIAÇÃO ECONÔMICA FINANCEIRA

4.1 Introdução

Existem muitos benefícios na implementação de ações buscando o aumento da eficiência tanto pelo lado da oferta quanto pelo lado da demanda em Honduras. Estas medidas de eficiência energética serão avaliadas neste capítulo. O APÊNDICE, apresenta uma breve descrição de programas de gerenciamento pelo lado da demanda no Brasil e outros países, bem como uma proposta preliminar de programas a serem considerados em Honduras.

Muitas medidas pelo lado da demanda são atrativas já que o custo por kWh economizado, em média, é inferior às tarifas de eletricidade no setor residencial (Shurong, Z, 1997).

Quando os sistemas de geração, transmissão ou distribuição estão saturados, a conservação de energia permite reduzir riscos de blecautes. Outro benefício consiste na redução de investimentos na produção de eletricidade (Gellings, 1996), na transmissão e distribuição, além de todos os benefícios ambientais como consequência das menores emissões de poluentes pela economia de combustíveis (Hirst, 1996).

Todos estes benefícios são consequência das decisões dos agentes envolvidos, principalmente o consumidor participante, que é quem compra os aparelhos elétricos que consomem energia elétrica.

Vários são os critérios utilizados (tempo simples de retorno, custo da energia conservada, valor presente líquido, custo da capacidade evitada, entre outras) para determinar a viabilidade econômico-financeira das ações. Também, existem várias perspectivas de análise (perspectiva do consumidor, da concessionária de distribuição, da geradora e da sociedade), nas quais os interesses são diferentes.

Também, existem fatores (preços de eletricidade, custos das tecnologias eficientes, taxa de desconto) que intervêm na avaliação econômico-financeira e que serão tratados neste capítulo.

4.2 Fatores que intervêm na análise econômico-financeira

A análise dos programas de conservação de energia e de eficiência energética requer comparação dos investimentos feitos agora com as economias futuras (Larson, 1989)

No caso das ações avaliadas neste capítulo são relevantes vários fatores e figuras de mérito: a taxa de desconto (TD), valor presente líquido (VPL), custo do ciclo de vida (CCV), custo de ciclo de vida anualizado (CCVA), taxa interna de retorno (TIR), tempo simples de retorno (TSR), custo da capacidade evitada (CCE) e o custo da energia conservada (CEC).

4.2.1 Taxa de Desconto (TD)

Investir em eficiência energética freqüentemente envolve gastos de capital hoje para economizar custos operativos no futuro. A taxa de desconto é importante na avaliação de cada opção, permitindo que sejam feitas comparações que envolvem desembolsos de dinheiro e economias em diferentes tempos.

4.2.2 Tarifas de Eletricidade (TE)

As tarifas de eletricidade em Honduras são usadas como instrumentos políticos para compensar a distribuição desigual da riqueza, dando subsídios aos consumidores residenciais com consumos menores de 300 kWh.

4.2.3 Preços dos Equipamentos (PdE)

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

4.3 Figuras de Mérito

A análise dos programas de conservação de energia e de eficiência energética requer comparação dos investimentos feitos agora com as economias futuras (Larson E.D., 1989).

4.3.1 Tempo Simples de Retorno (TSR)

O TSR é a medida provavelmente mais usada para avaliar a viabilidade financeira de um investimento em economia de energia. Determina o número de períodos requeridos para a recuperação dos investimentos feitos num determinado projeto.

Apesar de ser de fácil cálculo, pode dar resultados enganosos ao classificar os investimentos em eficiência energética devido a que não leva em conta o valor do dinheiro no tempo nem a vida útil esperada do investimento.

$$TSR = \frac{C_c}{COE} \quad (4.4.1)$$

Onde:

Cc: Custo de Capital Inicial

COE: Custos anuais de operação e manutenção evitados.

4.3.2 Custo de Ciclo de Vida (CCV)

O custo de ciclo de vida é o valor presente de todos os custos (capital inicial, juros pagos, e custos operativos) associados a um investimento ao longo da sua vida. Ao contrário do TSR, o CCV provê uma medida para classificar os custos dos investimentos alternativos de conservação, devido a que leva em conta o valor do dinheiro no tempo e a vida do investimento.

O cálculo de CCV requer a especificação da taxa de desconto e os preços futuros da eletricidade.

$$CCV = I_c + \sum_{n=1}^N E_n * P_n (1+i)^{-n} + \sum_{n=1}^N CNE_n * (1+i)^{-n} \quad (4.3.2)$$

Onde:

I_c = Custo de investimento inicial -Capital, Mão de Obra, Custos Administrativos (US\$)

E_n = Energia Consumida no ano n (kWh)

P_n = Preço da Energia no ano n (US\$/kWh)

CNE_n = Custos Não Energéticos no ano n

i = Taxa de desconto

N = Vida útil esperada do investimento

Custo de Ciclo de Vida Anualizado (CCVA)

A anualização do CCV é muito conveniente para comparar alternativas com diferentes tempos de vida esperada.

$$CCVA = CCV * FRC \quad (4.3.3)$$

$$FRC = \frac{i}{\sum_{n=1}^N [1 - (1+r)^{-n}]} \quad (4.3.4)$$

Onde:

CCV: Custo de Ciclo de Vida

FRC: Fator de Recuperação de Capital

I: Taxa de desconto

N: Vida útil esperada do investimento

Custo de Ciclo de Vida Anualizado Não Energético (CCVANE)

Resulta da anualização dos custos dos investimentos ao longo das suas vidas esperadas.

$$CCVANE = CCV * FRC - CO\&M \quad (4.3.5)$$

Onde:

Ic: Investimento Inicial de Capital

FRC: Fator de Recuperação de Capital

CO&M: Custos de Operação e manutenção

4.3.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é a taxa de desconto pela qual o CCV é zero. Pode ser calculado igualando a zero a fórmula de CCV e resolvendo a equação para a incógnita.

4.3.4 Custo da Energia Conservada (CEC)

O CEC prove uma medida para classificar projetos de eficiência energética e do lado do suprimento numa base consistente e é particularmente útil na identificação dos projetos economicamente mais eficientes.

$$CEC = \frac{\Delta CCVANE}{EC} \quad (4.3.6)$$

Onde:

Δ CCVANE: Diferença entre os Custo de Ciclo de Vida Analisado Não Energético da tecnologia mais eficiente e a tecnologia menos eficiente (US\$/ano)

EC: Energia Conservada: Diferença de Energia Consumida pela tecnologia menos eficiente e mais eficiente (kWh)

4.3.5 Custo da Capacidade Evitada (CCE)

É a relação entre a diferença dos CCVANE das duas tecnologias e a demanda evitada na ponta.

$$CCE = \frac{\Delta CCVANE}{DEP} \quad (4.3.7)$$

$$DEP = \frac{EC}{FCC * 8760} \quad (4.3.8)$$

$$FCC = (\text{Potência média evitada em kW}) / (\text{Potência média evitada na ponta em kW})$$

Onde:

Δ CCVANE: Diferença entre os Custo de Ciclo de Vida Analisado Não Energético da tecnologia mais eficiente e a tecnologia menos eficiente (US\$/ano)

DEP: Demanda Evitada na Ponta (kW)

EC: Energia Conservada: Diferença de Energia Consumida pela tecnologia menos eficiente e mais eficiente (kWh)

FCC: Fator de Capacidade de Conservação

4.3.6 Índice de Efetividade de Custo (IEC)

É a relação entre o custo de economizar um kW e o custo de fornecer um kW de capacidade adicional no suprimento.

$$IEC = \frac{CCE * FCC}{CMP * FC} \quad (4.3.9)$$

Onde:

CCE: Custo da Capacidade Evitada (US\$/ano)

CMP: Custo Marginal de Potência de Longo Prazo

4.4 Definição das Perspectivas de Custo-Benefício

A análise custo-benefício geralmente depende de alguns fatores: (1) Depende do nível de consumo de cada cliente; (2) Depende das características da tarifa de eletricidade: tarifas de ponta e fora de ponta e o tamanho do período de ponta; (3) Depende do tipo de carga que tem maior participação na ponta.

Os tipos de equipamentos utilizados neste setor, junto com os hábitos de consumo fazem com que seja grande o potencial de evitar a compra de capacidade adicional.

4.4.1 Perspectiva do Não-Participante

Nesta perspectiva se mede o impacto que um programa causa aos não-participantes. Este impacto pode ser negativo se o programa provocar um incremento nas tarifas de eletricidade, fazendo com que eles tenham que pagar um pouco mais nas suas contas por um programa que não tem interesse em participar, e é positivo se o programa provocar benefícios.

$$B_{np} = \sum_{n=1}^N \frac{\Delta E_n * CE_n}{(1+i)^n} \quad (4.4.1)$$

$$C_{np} = \sum_{n=1}^N \frac{\Delta E_n * P_n + CA_n}{(1+i)^n} \quad (4.4.2)$$

Onde:

B_{np} : Benefícios dos não participantes

C_{np} : Custos dos não participantes

ΔE_n : Redução/aumento do consumo de energia no ano n

CE_n : Custos evitados de energia no ano n

P_n : Preço da energia no ano n

i: Taxa de desconto

CA_n : Custos administrativos provocados pelo programa no ano n

N: vida do programa

Nos custos administrativos se incluem todos os custos da concessionária na implementação do programa, inclusive os incentivos.

4.4.2 Perspectiva do Participante

4.4.2.1 Perspectiva do Consumidor

Participantes são os usuários finais da energia que podem afetar a decisão de compra ou a forma de uso de um equipamento. Nesta análise mede-se a diferença entre os custos quantificáveis incorridos por participante e seus subseqüentes benefícios recebidos.

Nesta perspectiva, um programa é efetivo se o valor presente dos benefícios excede valor presente dos custos.

Quando o programa é insuficiente para induzir a participação do cliente, a avaliação da perspectiva do participante serve para identificar os possíveis incentivos a serem dados para induzir a sua participação.

Entre os benefícios estão:

- A redução na conta de eletricidade
- Incentivos pagos pela empresa de distribuição ou por terceiros
- Créditos em impostos

Entre os custos incorridos estão:

- Custos pela compra do equipamento de uso final
- Todos os custos de operação e manutenção do equipamento

As análises de custos e benefícios são feitas através das seguintes expressões (Shurong, Z (1997):

$$B_P = \sum_{n=1}^N \frac{I_n + \Delta E_n * P_n}{(1+i)^n} \quad (4.4.3)$$

$$C_P = \sum_{n=1}^N \frac{CD_n}{(1+i)^n} \quad (4.4.4)$$

Onde:

B_P : Benefícios do participante

C_P : Custos do participante

I_n : Incentivos recebidos no ano n

ΔE_n : Redução/aumento do consumo de energia no ano n

P_n : Preço da energia no ano n

i : Taxa de desconto

CD_n : Custos Diretos incorridos pelo cliente no ano i

N : Vida do programa

4.4.2.2 Perspectiva da Empresa de Distribuição

Para que um programa seja atrativo, os benefícios para a empresa de distribuição provocados pelo programa devem ser maiores que os seus custos.

A maioria dos benefícios da empresa de distribuição se deve a:

- Custos evitados na compra de energia ao gerador
- Custos evitados na compra de potência ao gerador
- Postergação de investimentos em reforços na rede (subestações e linhas de transmissão e distribuição)

Os custos são:

- Diminuição nas receitas de energia
- Custos associados á implementação do programa (subsídios e custos administrativos)

$$B_{CD} = \sum_{n=1}^N \frac{\Delta E_n * CCE_d}{(1+i)^n} \quad (4.4.7)$$

$$C_{CD} = \sum_{n=1}^N \frac{CA_n}{(1+i)^n} \quad (4.4.8)$$

Onde:

B_{CD} : Benefícios da concessionária de distribuição

C_{CD} : Custos da concessionária de distribuição

ΔE_n : Redução/aumento do consumo de energia no ano n

CCE_d : Custo de Compra da energia do distribuidor

CA_n : Custos administrativos

i: Taxa de desconto

N: vida do programa

4.4.2.3 Perspectiva da Empresa de Geração

Os benefícios para a concessionária de geração estão associados a:

- Custos evitados no consumo de insumos, essencialmente combustível
- Custos de capacidade evitados

Os Custos estão associados a:

- Diminuição de receitas

$$B_{CG} = \sum_{n=1}^N \frac{\Delta E_n * CCE_g}{(1+i)^n} \quad (4.4.9)$$

$$C_{CG} = \sum_{n=1}^N \frac{CA_n}{(1+i)^n} \quad (4.4.10)$$

Onde:

B_{CG} : Benefícios da concessionária de distribuição

C_{CG} : Custos da concessionária de distribuição

ΔE_n : Redução/aumento do consumo de energia no ano n

CCE_g : Custo de Compra da energia do distribuidor

CA_n : Custos administrativos

i : Taxa de desconto

N : vida do programa

4.4.2.4 Perspectiva da Sociedade

A perspectiva da sociedade elimina a distinção entre os participantes e não participantes. O objetivo é determinar o efeito que o programa provoca na sociedade.

As formulas para a análise são:

$$B_S = \sum_{n=1}^N \frac{\Delta E_n * CME_{LP}}{(1+i)^n} \quad (4.4.11)$$

$$C_S = \sum_{n=1}^N \frac{CD_n + CA_n}{(1+i)^n} \quad (4.4.12)$$

Onde:

B_S : Benefícios para a sociedade

C_S : Custos para a sociedade

ΔE_n : Redução/aumento do consumo de energia no ano n

CME_{LP} : Custo marginal de longo prazo

CD_n : Custos diretos no ano n

CA_n : Custos administrativos

i: Taxa de desconto

N: vida do programa

4.5 Resultados da avaliação econômica financeira da iluminação

No sistema elétrico hondurenho os usos que tem maior impacto no consumo são: Iluminação, Cocção, Refrigeração e Ar Condicionado. A análise econômica foi feita para estes quatro usos finais. As perspectivas analisadas são quatro:

1. Perspectiva do Consumidor Participante
2. Perspectiva da Concessionária de Distribuição
3. Perspectiva da Concessionária de Geração
4. Perspectiva da Sociedade

4.5.1 Resultados da Perspectiva do Consumidor Participante

A análise de custos e benefícios sob a perspectiva do consumidor participante toma em conta algumas variáveis como: tarifas de eletricidade, preços dos equipamentos, consumo mensal, etc. A tabela 4.5.1 mostra os dados de entrada:

A análise de sensibilidade da tabela 4.5.3, mostra que para o estrato I, o balanço é zero se a vida da lâmpada fluorescente compacta é reduzida em 53,4%. Entretanto, para o estrato II, a redução na vida que faz zero o balanço é 67,5%, no estrato III é 71,9% e no estrato IV resultou em 74,4%.

Outra análise interessante a fazer foi o que resultaria se as horas de uso da lâmpada fluorescentes compactas fossem diferentes. Os resultados mostram que o balanço aumenta com as horas de uso.

Tabela 4.5.3: Análise de sensibilidade no balanço do consumidor

Sensibilidade no Balanço do Consumidor					
	Estratos				
	I	II	III	IV	
Vida esperada da FCL - [Vida * (1+ %)]	-53,4%	0,00	1,14	1,74	2,16
	-67,5%	-1,14	0,00	0,59	1,02
	-71,9%	-1,73	-0,59	0,00	0,43
	-74,4%	-2,16	-1,01	-0,42	0,00
Uso das lâmpadas (horas)	2,0	0,37	0,94	1,24	1,45
	3,0	0,87	1,73	2,17	2,49
	4,0	1,38	2,52	3,12	3,54
	5,0	1,87	3,30	4,04	4,57
	6,0	2,36	4,07	4,96	5,60
	7,0	2,84	4,84	5,88	6,62
	8,0	3,32	5,61	6,79	7,64
Taxa de desconto (%)	36,1%	0,00	1,14	1,74	2,16
	53,5%	-1,14	0,00	0,59	1,02
	62,1%	-1,74	-0,59	0,00	0,42
	68,1%	-2,16	-1,02	-0,42	0,00

Fonte: Elaboração própria

Outra variável que influi no balanço é a taxa de desconto utilizada. Neste trabalho foi adotada a taxa de 12%. Porém, os resultados mostram que, no estrato I, a taxa de desconto de 36,1% faz o balanço igual a zero, taxas menores fazem um balanço maior. Para o estrato II, a taxa resulta em 53,5%, taxas menores fazem que aumente o balanço. No estrato III, a taxa de 62,1% faz zero o balanço e para o estrato IV, a taxa resulta em 68,1%

4.5.2 Resultados da Perspectiva da Concessionária de Distribuição

Para fazer a análise da concessionária de distribuição, assume-se que a ENEE, que neste momento é integrada, tem dividido as suas funções em geração, transmissão e distribuição. A Lei elétrica vigente obriga a ENEE a vender seus sistemas de distribuição, pelo que ao se aplicar a Lei, serão outra(s) empresa(s) que funcionarão como distribuidoras.

Nesta análise foram usados os preços médios dos produtores independentes como preços de compra de energia pela ENEE, atuando como distribuidora¹. A ENEE compra energia a um preço médio de 0,054 US\$/kWh. A potência é comprada a 106,78 US\$/kW-ano. Os custos administrativos utilizados são custos médios utilizados por outros programas de substituição de lâmpadas (Herrera, 1996). A tabela 4.5.4 mostra os dados de entrada.

Tabela 4.5.4: Dados de entrada na análise da distribuidora

D I S T	Preço de compra da energia (US\$/kWh)	0,054
	Preço de compra da Potência (US\$/kW-ano)	106,78
	Custos administrativos (US\$/ano)	0,16

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE e Herrera

Os custos administrativos estimados equivalem ao salário de uma ou duas pessoas trabalhando no projeto, por aparelho de usos final.

¹ Embora existir contratos a 236,06 US\$/kW-ano pela compra de potência. A diferença entre os preços da energia é pouca. Com estes preços ficaria ainda mais atraentes para a ENEE implementar medidas de eficiência energética.

Tabela 4.5.5: Resultados para a Concessionária de Distribuição

Análise da Concessionária de Distribuição				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Eletricidade economizada (kWh/ano)	43,8	43,8	43,8	43,8
Tarifas residenciais (US\$/kWh)	0,0570	0,0832	0,0967	0,1064
Potência evitada (kW)	0,03	0,03	0,03	0,03
Preço de compra da energia (US\$/kWh)	0,0341			
Preço de compra da Potência (US\$/kW-ano)	106,782			
Custos				
Diminuição da receita de eletricidade (US\$/ano)	2,50	3,64	4,24	4,66
Custos administrativos (US\$/ano)	0,16	0,16	0,16	0,16
Benefícios				
Valor da Energia elétrica devida de comprar (US\$/ano)	2,37	2,37	2,37	2,37
Valor da Potência elétrica devida de comprar (US\$/ano)	3,20	3,20	3,20	3,20
Balanco: Benef-Cust (US\$/ano)	2,91	1,77	1,18	0,75

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.5.5, mostra os resultados para a distribuidora. Para todos os estratos de consumo o balanço é positivo, sendo o estrato I o mais atrativo. Mesmo que os benefícios sejam iguais para todos os estratos, os custos são diferentes e no caso do estrato I, a tarifa baixa faz que a diminuição da receita seja menor, resultando num balanço de 2,91 US\$/ano por cada troca de lâmpada incandescente pela fluorescente compacta. O estrato II tem como resultado 1,77 US\$/ano por troca, o estrato III 1,18 US\$/ano e o estrato IV, 0,75 US\$/ano.

A variável levada em conta para a sensibilidade foi o possível subsídio que a distribuidora poderia dar ao consumidor para incentivar o consumidor a participar.

A tabela 4.5.6 mostra que um subsídio de 9,4% no preço da lâmpada fluorescente compacta resulta em um balanço zero no estrato IV. Entretanto, no estrato III, um subsídio de 14,7% zera o balanço, para o estrato II é 22,1% e 36,4% para o primeiro estrato.

Tabela 4.5.6: Análise de sensibilidade no balanço da distribuidora

Sensibilidade no Balanço da Concessionária de Distribuição					
		Semestres			
		I	II	III	IV
Subsídio no preço da lâmpada FCL (Preço * (1+ %))	0,0%	2,91	1,77	1,18	0,75
	9,4%	2,16	1,02	0,42	0,00
	14,7%	1,74	0,59	0,00	-0,42
	22,1%	1,14	0,00	-0,59	-1,02
	36,4%	0,00	-1,14	-1,74	-2,16

Fonte: Elaboração própria

4.5.3 Resultados da Perspectiva da Concessionária de Geração

Para esta análise foram usados os preços médios dos produtores independentes como preços de compra de energia pela ENEE. A ENEE compra energia a um preço médio de 0,054 US\$/kWh. A potência é comprada a 106,78 US\$/kW-ano. (ver tabela 4.5.7)

Tabela 4.5.7: Dados de entrada na análise da Geradora

	Verão	Inverno	Total
Meses do ano	8	4	12
Fator de Capacidade	100,0%	100,0%	100,0%
Preço de venda da energia na ponta (US\$/kWh)	0,054	0,054	0,054
Preço de venda da Potência na ponta (US\$/kW)	71,19	35,59	106,78
Custo marginal de energia de longo prazo (US\$/kWh)	0,057	0,057	0,057
Custo marginal da Potência de longo prazo (US\$/kW)	72,42	36,21	108,626

Fonte: Elaboração própria

Na tabela 4.5.8, mostra-se os resultados para a geradora. A troca de lâmpadas é atraente do ponto de vista de geradora em ambas estações. Porém, o resultado de 0,06 US\$/ano por troca no inverno parece pouco significativo.

Tabela 4.5.8: Resultados para a Geradora

Análise da Concessionária de Geração			
	Verão	Inverno	Total
Potência evitada (kW-ano)	0,030	0,030	0,03
Preço de venda da energia na ponta (US\$/kWh)	0,054	0,054	0,054
Preço de venda da Potência na ponta (US\$/kW)	71,19	35,59	106,78
Custo marginal de energia de longo prazo (US\$/kWh)	0,057	0,057	0,057
Custo marginal de Potência de longo prazo (US\$/kW)	72,42	36,21	108,63
Custos			
Diminuição da receita de energia (US\$/ano)	1,58	0,79	2,37
Diminuição da receita de potência (US\$/ano)	2,14	1,07	3,20
Benefícios			
Valor da energia elétrica deixada de comprar/gerar (US\$/ano)	1,66	0,83	2,50
Valor da potência elétrica deixada de comprar (US\$/ano)	2,17	1,09	3,26
Balanco: Benef-Cust (US\$/ano)	0,12	0,06	0,18

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.5.9 mostra que um subsídio de 1,5% no preço da lâmpada fluorescente compacta, em época de verão, resulta em um balanço de zero. Também mostra que no inverno, o subsídio que faz o balanço zero é 0,8%.

Tabela 4.5.9: Análise de sensibilidade no balanço da geradora

Sensibilidade no Balanço da Concessionária de Geração				
	Verão	Inverno	Total	
Subsídio no preço da lâmpada FCL [Preço * (1+ %)]	0,0%	0,12	0,06	0,2
	0,8%	0,06	0,00	0,1
	1,5%	0,00	-0,06	-0,1

Fonte: Elaboração própria

4.5.4 Resultados da Perspectiva da Sociedade

O uso da iluminação coincide com a ponta da noite. A utilização de lâmpadas fluorescentes compactas pode ajudar a evitar investimentos para fornecer potência na ponta das 18-20 horas. Os dados de entrada são mostrados na tabela 4.5.10.

Tabela 4.5.10: Dados de entrada na análise da sociedade

Numero de trocas	1
Custo da expansão e geração (US\$/KW-ano)	108,626
Vida útil da usina (anos)	30
Taxa de desconto (%)	12,0%
Custo da combustível (US\$/MWh)	0,0356

Fonte: Elaboração própria

Os benefícios consistem no combustível e investimentos evitados, enquanto que os custos são a diferença dos custos não energéticos ou de investimento pela troca (tabela 4.5.11).

Tabela 4.5.11: Resultado para a sociedade

Análise da Sociedade	
Numero de trocas	1,0
Custo de combustível (US\$/kWh)	0,03557
período	30
Taxa de desconto	12,0%
Custos	
Custos de investimentos - CCYANE (US\$/ano)	1,1
Custos administrativos (US\$/ano)	0,2
Benefícios	
Redução no consumo de combustível (US\$/ano)	1,6
Investimento evitado (US\$/ano)	0,5
Balanco: Benef-Cust (US\$/ano)	0,8

Fonte: Elaboração própria

4.5.5 Figuras de Mérito da Troca de Lâmpadas

Outras Figuras de Mérito são mostradas na tabela 4.5.12. O TSR menor encontra-se no estrato IV, com 1,6 anos, significa que nesse tempo poderá recuperar o investimento feito. No estrato III, o TSR é de 1,8 anos, no estrato II 2,1 anos e no estrato I é 3,0 anos.

O CCVANE foi de 1,12 US\$/ano por troca, para todos os estratos. Esta figura de mérito leva em conta o valor presente dos investimentos, sem levar em conta os custos operacionais envolvidos.

O CEC é de US\$ 0,0255 por kWh para todos os estratos de consumo. No entanto, a TIR resultou em 37,0% para o estrato I, 53,9% para o estrato II, 62,2 para o estrato III e 68,1% para o estrato IV.

O CCE resultou em US\$ 37,3 por kW-ano, para todos os estratos. O FCC² ficou em 16,7%

Tabela 4.5.12: Figuras de Mérito

	Estratos			
	I	II	III	IV
Tempo Simples de Retorno - TSR (anos)	3,0	2,1	1,8	1,6
Custo de Ciclo de Vida Analizado não Energético -CCVANE (US\$/ano)	1,12	1,12	1,12	1,12
Energia Economizada (kWh/ano)	43,80	43,80	43,80	43,80
Custo da Energia Conservada -CEC (US\$/kWh)	0,0255	0,0255	0,0255	0,0255
Taxa Interna de Retorno -TIR (%)	37,0%	53,9%	62,2%	68,1%
Redução de Demanda (kW)	0,030	0,030	0,030	0,030
Custo da Potencia Economizada -CPE (US\$/kW-ano)	37,3	37,3	37,3	37,3
Fator de Carga de Conservação -FCC (%)	16,7%	16,7%	16,7%	16,7%

Fonte: Elaboração própria

² É obtido através da razão entre a energia conservada por ano e a potência evitada na ponta multiplicada por 8760 horas/ano. $FCC * 8.760 = kWh/kW$

4.6 Resultados da avaliação da cocção

4.6.1 Resultados da perspectiva do consumidor participante

A análise de custos e benefícios da perspectiva do consumidor participante leva em conta algumas variáveis como : tarifas de eletricidade, preços dos fogões a gás e elétricos, consumo ao ano dos fogões, etc.(ver tabela 4.6.1).

Há dois casos para analisar:

1. Substituição do fogão elétrico pelo fogão a gás.
2. Compra de um fogão novo a gás.

Tabela 4.5.1: Dados gerais da troca de fogões

DADOS GERAIS DA TROCA DE FOGÕES				
	Estratégias			
	I	II	III	IV
Tarifas Residenciais (US\$/kWh)	0,057	0,083	0,097	0,106
Consumo Anual na Cocção (kWh/ano)	1.163,8	1.163,8	1.163,8	1.163,8
GLP equivalente (litros)	328,10	328,10	328,10	328,10
Custo do GLP (US\$/litro)	0,290			
Custo do Fogão GLP (US\$)	249,3			
Custo do fogão elétrico (US\$)	219,2			
Taxa de desconto (%)	12,0%			
Vida do fogão (anos)	15			

Fonte: Elaboração própria

Tabela 4.6.2: Resultados para o consumidor

Análise do Consumidor: Caso I (substituição do fogão)				
	Estratégias			
	I	II	III	IV
Custos				
Custo Ciclo de Vida analisado - CCVA (US\$/ano)	131,8	131,8	131,8	131,8
Benefícios				
Valor da energia elétrica evitada (US\$/ano)	66,4	96,8	112,5	123,8
Balanco: Benef-Cust (US\$/ano)	-65,4	-35,0	-19,2	-8,0

Fonte: Elaboração própria

Os resultados da análise econômico-financeira para o caso de substituição do fogão são mostrados na tabela 4.6.2. Para o consumidor participante, a substituição de fogões elétricos para fogões a gás não se mostra atraente para nenhum estrato de consumo.

A análise de sensibilidade mostrada na tabela 4.6.3 mostra a variação do custo de GLP, variação do custo do fogão e variação da taxa de desconto. Por exemplo uma diminuição de 69% no preço do GLP no estrato I, zera o balanço do consumidor; uma diminuição de 37% zera o balanço no estrato II e acontece para 20% e 8% para o estrato III e IV respectivamente. Diminuições maiores no preço do GLP, resultariam em um balanço positivo para o consumidor.

Outra análise interessante é do impacto da diminuição no preço do fogão a GLP. A análise determina que descontos de 178,6% no estrato I, zeram os custos e os benefícios. Isto acontece para 95,5% no estrato II, 52,5% no estrato III e 21,7% no estrato IV.

Entretanto, para a taxa de desconto, as taxas que zeram o balanço de custos e benefícios foram: 1% para o estrato III, 8% para o estrato IV. Nos estratos I e II, as taxas resultaram negativas

Figura 4.6.3: Análise de sensibilidade no balanço do consumidor

Sensibilidade no Balanço do Consumidor: Caso I (substituição de fogão)					
	Estratos				
	I	II	III	IV	
Variação no custo do GLP [Custo GLP * (1+ %)]	-69%	0,0	30,4	46,1	57,4
	-37%	-30,4	0,0	15,8	27,0
	-20%	-46,1	-15,8	0,0	11,3
	-8%	-57,4	-27,0	-11,3	0,0
Variação do custo fogão a GLP [Custo do fogão* (1+ %)]	-178,6%	0,0	30,4	46,1	57,4
	-95,5%	-30,4	0,0	15,8	27,0
	-52,5%	-46,1	-15,8	0,0	11,3
	-21,7%	-57,4	-27,0	-11,3	0,0
Variação da taxa de desconto (%)	-184%	0,0	30,4	46,1	57,4
	-21%	-30,4	0,0	15,8	27,0
	1%	-46,1	-15,8	0,0	11,3
	8%	-57,4	-27,0	-11,3	0,0

Fonte: Elaboração própria

Os resultados da análise econômica financeira para o caso onde não se tem fogão e o consumidor quer comprar um a gás é mostrada na tabela 4.6.4. Para o consumidor participante, a troca de fogões elétricos por fogões a gás torna-se atraente somente para os estratos III e IV . O resultado para o estrato IV, é o mais atraente, com 24,2 US\$/ano no balanço custo benefício.

Tabela 4.6.4: Resultados para o consumidor

Análise do Consumidor: Caso II (fogão novo)				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Custos				
Custo Ciclo de Vida analisado -CCVA (US\$/ano)	99,6	99,6	99,6	99,6
Benefícios				
Valor de energia Elétrica deixada de comprar (US\$/ano)	66,4	96,8	112,5	123,8
Balanço: Benef-Cust (US\$/ano)	-33,2	-2,8	13,0	24,2

Fonte: Elaboração própria

Figura 4.6.5: Análise de sensibilidade no balanço do consumidor

Sensibilidade no Balanço do Consumidor: Caso II (fogão novo)					
		Estratos			
		I	II	III	IV
Variação no custo de GLP [Custo GLP * (1+ %)]	-35%	0,0	30,4	46,1	57,4
	-3%	-30,4	0,0	15,8	27,0
	14%	-46,1	-15,8	0,0	11,3
	25%	-57,4	-27,0	-11,3	0,0
Variação do custo fogão a GLP [Custo do fogão * (1+ %)]	-91%	0,0	30,4	46,1	57,4
	-8%	-30,4	0,0	15,8	27,0
	35%	-46,1	-15,8	0,0	11,3
	66%	-57,4	-27,0	-11,3	0,0
Variação da taxa de desconto (%)	-199%	0,0	30,4	46,1	57,4
	-2%	-30,4	0,0	15,8	27,0
	58%	-46,1	-15,8	0,0	11,3
	95%	-57,4	-27,0	-11,3	0,0

Fonte: Elaboração própria

A análise de sensibilidade da tabela 4.6.5 mostra a variação do custo de GLP, variação do custo do fogão e variação da taxa de desconto. Por exemplo diminuições de 35% e 3% zeram o balanço nos estratos I e II, respectivamente, e aumentos de 14% e 25% no preço do GLP, zeram o balanço nos estratos III e IV, respectivamente.

4.6.2 Resultados da Perspectiva da Concessionária de Distribuição

Nesta análise foram usados os preços médios dos produtores independentes como preços de compra de energia pela ENEE, atuando como distribuidora. A ENEE compra energia a um preço médio de 0,054 US\$/kWh. A potência é comprada a 106,78 US\$/kW-ano, os custos administrativos são estimados em US\$ 0,16 por troca. (ver tabela 4.6.6)

Tabela 4.6.6: Dados de entrada na análise da distribuidora

	Estratos			
	I	II	III	IV
Potencia média evitada (kW)	0,403	0,403	0,403	0,403
Preço de compra de energia (US\$/kWh)	0,054			
Preço de compra de Potencia (US\$/kW-ano)	106,78			

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.6.7, mostra o resultado para a distribuidora. O balanço é positivo para os estratos I e II. Porém, não é atrativo para os estratos III e IV.

A tabela 4.6.8 mostra que um subsidio de 15,9% no preço do fogão a gás resulta em um balanço de zero no estrato I. Entretanto, no estrato II, um subsidio de 3,7% zeram o balanço, para os demais estratos o balanço ficou negativo.

Tabela 4.5.7: Resultados para a Concessionária de Distribuição

Análise da Concessionária de Distribuição				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Eletricidade economizada (kWh/ano)	1.163,8	1.163,8	1.163,8	1.163,8
Preço de venda da energia US\$/kWh	0,0570	0,0832	0,0967	0,1064
Potência evitada no sistema (kW)	0,40259	0,40259	0,40259	0,40259
Preço da compra da energia (US\$/kWh)	0,054064			
Preço da compra da Potência (US\$/kW-ano)	106,782			
Custos				
Valor da energia elétrica deixada de vender (US\$/ano)	66,4	96,8	112,5	123,8
Benefícios				
Valor da energia elétrica evitada (US\$/ano)	62,9	62,9	62,9	62,9
Valor da capacidade evitada (US\$/ano)	43,0	43,0	43,0	43,0
Balanco: Benef-Cust (US\$/ano)	39,5	9,1	-6,6	-17,9

Fonte: Elaboração própria

Tabela 4.6.8: Análise de sensibilidade no balanço da distribuidora

Sensibilidade no Balanço da Concessionária de Distribuição					
		Estratos			
		I	II	III	IV
Subsídios ao consumidor -5 (Investimento*5%)	0,0%	39,5	9,1	-6,6	-17,9
	15,9%	0,0	-30,4	-46,1	-57,4
	3,7%	30,4	0,0	-15,8	-27,0
	0,0%	39,5	9,1	-6,6	-17,9

Fonte: Elaboração própria

4.6.3 Resultados da Perspectiva da Concessionária de Geração

Para esta análise foram usados os preços médios dos produtores independentes como preços de compra de energia pela ENEE. A ENEE compra energia a um preço médio de 0,054 US\$/kWh. A potência é comprada a 106,78 US\$/kW-ano. (ver tabela 4.6.9)

Tabela 4.6.9: Dados de entrada na análise da Geradora

	Verão	Inverno	Total
Número de meses no verão/inverno	8,0	4,0	12,0
Energia média evitada (kWh)	775,9	387,9	1.163,8
Potência média evitada (kW)	0,403	0,403	0,403
Preço de venda da energia no posto (US\$/kWh)	0,054	0,054	0,054
Preço de venda da Potência no posto (US\$/kW-ano)	71,19	35,59	106,78
Custo marginal da energia de longo prazo (US\$/kWh)	0,057	0,057	0,057
Custo marginal da Potência de longo prazo (US\$/kW-ano)	72,42	36,21	108,626

Fonte: Elaboração própria

Na tabela 4.6.10, mostram-se os resultados para a geradora. O balanço é positivo no verão e inverno. O resultado de 4,2 US\$/ano por troca parece bom.

Tabela 4.6.10: Resultados para a Geradora

Análise da Concessionária de Geração			
	Verão	Inverno	Total
Energia média evitada (kWh)	775,9	387,9	1163,8
Potência média evitada (kW)	0,4	0,4	0,4
Preço de venda da energia no ponto (US\$/kWh)	0,054	0,054	0,054
Preço de venda da Potência no ponto (US\$/kW-ano)	71,19	35,59	106,78
Custo marginal de energia de longo prazo (US\$/kWh)	0,057	0,057	0,057
Custo marginal de Potência de longo prazo (US\$/kW-ano)	72,42	36,21	108,63
Custos			
	Verão	Inverno	Total
Valor da Energia elétrica deixada de vender (US\$/ano)	41,9	21,0	62,9
Valor da Potência elétrica deixada de vender (US\$/ano)	28,7	14,3	43,0
Benefícios			
	Verão	Inverno	Total
Valor da energia elétrica deixada de comprar (US\$/ano)	44,2	22,1	66,3
Valor da potência elétrica deixada de comprar (US\$/ano)	29,2	14,6	43,7
Balanço: Benef-Cust (US\$/ano)	2,8	1,4	4,2

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.6.11 mostra que um subsídio de 1,1% no preço do fogão resulta em um balanço de zero, no verão. Não quer dizer que o fogão tem que ser utilizado só no verão, mas para propósito de cálculo do balanço é assumido operar no verão. Também mostra que no inverno o subsídio pode ser de 0,6%.

Tabela 4.6.11: Análise de sensibilidade no balanço da geradora

Sensibilidade no Balanço da Concessionária de Geração				
	Verão	Inverno	Total	
Subsídios ao consumidor -S (Investimento*S%)	0,0%	2,8	1,4	4,2
	0,6%	1,4	0,0	1,4
	1,1%	0,0	-1,4	-1,4

Fonte: Elaboração própria

4.6.4 Resultados da Perspectiva da Sociedade

O uso da cocção coincide com a ponta da manhã e da noite. A utilização de fogões a gás pode ajudar a evitar investimentos para fornecer potência nas horas de ponta (ver tabela 4.6.12).

Tabela 4.6.12: Dados de entrada na análise da sociedade

Eletricidade média evitada (kWh/ano)	1.163,8
Consumo equivalente de GLP (litros)	328,1
Potência média evitada na ponta (kW)	0,403
Custo marginal de energia na ponta (US\$/kWh)	0,057
Custo marginal de potência na ponta (US\$/kW-ano)	108,626
Preço de importação de GLP (US\$/litro)	0,159

Fonte: Elaboração própria

Os benefícios consistem no valor da energia evitada e investimentos evitados. Os custos são a diferença dos custos não energéticos.(tabela 4.6.13).

Tabela 4.6.13: Resultado para a sociedade

Análise da Sociedade	
Eletricidade média evitada (kWh/ano)	1.163,8
Consumo equivalente de GLP (litros)	328,0996
Potência média evitada na ponta (kW)	0,402594
Custo marginal de energia na ponta (US\$/kWh)	0,057
Custo marginal de potência na ponta (US\$/kW-ano)	108,6257
Preço de importação de GLP (US\$/litro)	0,159
Custos	
Produção/importação de GLP (US\$/ano)	52,2
Benefícios	
Valor da energia evitada (US\$/ano)	66,3
Valor do investimento evitado (US\$/ano)	43,7
Balanco: Benef-Cust (US\$/ano)	57,9

Fonte: Elaboração própria

4.6.5 Figuras de mérito da cocção

Outras figuras de mérito, adicionais são mostradas na tabela 4.6.14. O TSR menor encontra-se no estrato IV, com 1,052 anos, significa que nesse tempo poderá recuperar o investimento feito. No estrato III, o TSR é 1,73 anos, no estrato II 18,47 anos e no estrato I é negativo

O CCVANE foi de 99,6 US\$/ano por troca, para todos os estratos. Esta figura de mérito leva em conta o valor presente dos investimentos, sem tomar em conta os custos operacionais envolvidos.

O CEC é de US\$ 0,086 por kWh para todos os estratos de consumo. No entanto, a TIR resultou negativa para os estratos I e II, 57,6% para o estrato III e 95,0% para o estrato IV.

O CCE resultou em US\$ 247,3 por kW-ano, para todos os estratos. O FCC foi 33%

Tabela 4.6.14: Figuras de Mérito

FIGURAS DE MERITO				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Tempo Simples de Retorno - TSR (anos)	-1,048	18,473	1,734	1,052
Custo de Ciclo de Vida Anualizado não energética - CCVANE (US\$/ano)	99,6	99,6	99,6	99,6
Energia Economizada (kWh/ano)	1.163,82	1.163,82	1.163,82	1.163,82
Custo da Energia Conservada - CEC (US\$/kWh)	0,086	0,086	0,086	0,086
Taxa Interna de Retorno - TIR (%)	#DIV/0!	-2,5%	57,6%	95,0%
Redução da Demanda (kW)	0,403	0,403	0,403	0,403
Custo da capacidade evitada - CCE (US\$/kW-ano)	247,3	247,3	247,3	247,3
Fator de Carga de conservação - FCC (%)	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%

Fonte: Elaboração própria

4.7 Resultados da avaliação da Refrigeração

4.7.1 Resultados da perspectiva do consumidor participante

A análise de custos e benefícios sob a perspectiva do consumidor participante leva em conta variáveis como: tarifas de eletricidade, preços das geladeiras tanto de alto consumo como eficientes e consumos anuais.

A energia das geladeiras de alto consumo foi assumida em 500 kWh/ano. Este valor não foi conferido com medições reais, já que não foi feito o programa de medições nos equipamentos de uso final, o que foi mencionado no item 1.4.4. As geladeiras eficientes têm um consumo médio de 309 kWh/ano, valor que concorda com dados de chapa das geladeiras mais populares vendidas nas lojas de Honduras.

A potência média evitada na ponta foi calculada para um fator de capacidade de conservação de 1,0. A tabela 4.7.1 mostra os dados de entrada:

Tabela 4.7.1: Dados gerais da troca de geladeiras

DADOS DAS TROCAS DE GELADEIRAS					
		Estratos			
		I	II	III	IV
Tarifas Residenciais		0,057	0,083	0,097	0,106
		Normal	Eficiente		
Energia Anual da Geladeira (kWh)		500	309		
Potência média (W)		57,1	35,3		
Vida da geladeira (horas)		131.400	131.400		
Preço da Geladeira (US\$)		320,0	370,0		
		PREMISSAS			
Uso (horas/dia)		24			
Taxa de desconto (Tax)		12%			
Período de análise (anos)		15			

Fonte: Elaboração própria

Os resultados da análise econômica financeira são mostrados na tabela 4.7.2. Para o consumidor participante, a troca de geladeiras de baixa eficiência por outras mais

eficientes é atraente para todos os estratos de consumo³. O resultado para o estrato IV, é o mais atrativo, com 12,98 US\$/ano no balanço custo benefício.

Tabela 4.7.2: Resultados para o consumidor

ANALISE CUSTO - BENEFICIO				
Análise do Consumidor				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Custos				
Custo Ciclo de Vida Análise Não Energético -CCVANE (US\$/ano)	7,34	7,34	7,34	7,34
Benefícios				
Valor da energia Elétrica devida de comprar (US\$/ano)	10,90	15,88	18,47	20,32
Balanco: Benef-Cust (US\$/ano)	3,55	8,54	11,13	12,98

Fonte: Elaboração própria

Uma variável que influi no balanço é a taxa de desconto utilizada. Neste trabalho foi adotada a taxa de 12%. Porém, os resultados mostram que, no estrato I, a taxa de desconto de 20,5% zera o balanço, taxas menores fazem um balanço maior. para o estrato II, a taxa resulta em 31,2%, taxas menores fazem que aumente o balanço. No estrato III, a taxa de 36,6% zera o balanço e para o estrato IV, a taxa resulta em 40,4%

Figura 4.7.3: Análise de sensibilidade no balanço do consumidor

Sensibilidade no Balanço do Consumidor					
	Estratos				
	I	II	III	IV	
Taxa de desconto (%)	20,5%	0,00	4,99	7,57	9,42
	31,2%	-4,99	0,00	2,59	4,43
	36,6%	-7,57	-2,58	0,00	1,85
	40,4%	-9,42	-4,43	-1,85	0,00

Fonte: Elaboração própria

³ Nesta análise considera-se que as geladeiras antigas são trocadas ao final da sua vida útil, e que não

4.7.2 Resultados da Perspectiva da Concessionária de Distribuição

Neste análise foram usados os preços médios dos produtores independentes como preços de compra de energia pela ENEE, atuando como distribuidora. A ENEE compra energia a um preço médio de 0,054 US\$/kWh. A potência é comprada a 106,78 US\$/kW-ano. (ver tabela 4.7.4)

Tabela 4.7.4: Dados de entrada na análise da distribuidora

Preço de compra da energia (US\$/kWh)	0,054
Preço de compra da Potência (US\$/kW-ano)	106,78
Custos administrativos (US\$/ano)	0,16

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.7.5, mostra os resultados para a distribuidora. Somente no estrato I o balanço é positivo, para os outros estratos o balanço é negativo.

Tabela 4.7.5: Resultados para a Concessionária de Distribuição

Análise da Concessionária de Distribuição				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Eletricidade economizada (kWh/ano)	191,0	191,0	191,0	191,0
Tarifas residenciais (US\$/kWh)	0,0570	0,0832	0,0967	0,1064
Potência evitada (kW)	0,022	0,022	0,022	0,022
Preço de compra da energia (US\$/kWh)	0,0540643			
Preço de compra da Potência (US\$/kW-ano)	106,782			
Custos				
Diminuição de receita da eletricidade (US\$/ano)	10,90	15,88	15,47	20,32
Custos administrativos (US\$/ano)	0,16	0,16	0,16	0,16
Benefícios				
Valor da Energia elétrica devida de comprar (US\$/ano)	10,33	10,33	10,33	10,33
Valor da Potência elétrica devida de comprar (US\$/ano)	2,33	2,33	2,33	2,33
Balanço: Benef-Cust (US\$/ano)	1,60	-3,39	-5,97	-7,82

Fonte: Elaboração própria

são mais utilizadas, nem para funções menores (por exemplo, para resfriar bebidas).

A análise de sensibilidade da tabela 4.7.5 mostra que somente pode dar subsídios pequenos no estrato I, os demais estratos têm balanço negativo.

Tabela 4.7.6: Análise de sensibilidade no balanço da distribuidora

Sensibilidade no Balanço da Concessionária de Distribuição					
		Estratos			
		I	II	III	IV
Subsídio no preço da geladeira (Preço * (1+ %))	0,0%	1,60	-3,39	-5,97	-7,82
	0,4%	0,00	-4,99	-7,57	-9,42
	-0,9%	4,99	0,00	-2,59	-4,43
	-1,6%	7,57	2,59	0,00	-1,85

Fonte: Elaboração própria

4.7.3 Resultados da Perspectiva da Concessionária de Geração

Para esta análise foram usados os preços médios dos produtores independentes como preços de compra de energia pela ENEE. A ENEE compra energia a um preço médio de 0,054 US\$/kWh. A potência é comprada a 106,78 US\$/kW-ano. (ver tabela 4.7.7)

Tabela 4.7.7: Dados de entrada na análise da geradora

	Verão	Inverno	Total
Meses do ano	8	4	12
Fator de Coincidência	100,0%	100,0%	100,0%
Preço de venda da energia na ponta (US\$/kWh)	0,054	0,054	0,054
Preço de venda da Potência na ponta (US\$/kW)	71,19	35,59	106,78
Custo marginal de energia de longo prazo (US\$/kWh)	0,057	0,057	0,057
Custo marginal de Potência de longo prazo (US\$/kW)	71,30	17,10	108,626

Fonte: Elaboração própria

Na tabela 4.7.8, mostram-se os resultados para a geradora. Somente no verão, a troca de geladeiras é atrativa do ponto de vista da geradora. O resultado foi de 0,38 US\$/ano no verão. O resultado no inverno é negativo.

Tabela 4.7.8: Resultados para a Geradora

Análise da Concessionária de Geração			
	Verão	Inverno	Total
Energia evitada (kWh/ano)	127,3	63,7	191,0
Potência evitada (kW-ano)	0,022	0,022	0,02
Preço de venda da energia na ponta (US\$/kWh)	0,054	0,054	0,054
Preço de venda da Potência na ponta (US\$/kW)	71,19	35,59	106,78
Custo marginal da energia de longo prazo (US\$/kWh)	0,057	0,057	0,057
Custo marginal da Potência de longo prazo (US\$/kW)	71,30	17,10	88,40
Custos			
Diminuição da receita de energia (US\$/ano)	6,88	3,44	10,33
Diminuição da receita de potência (US\$/ano)	1,55	0,78	2,33
Benefícios			
Valor da energia elétrica devida de comprar/gerar (US\$/ano)	7,26	3,63	10,89
Valor da potência elétrica devida de comprar (US\$/ano)	1,55	0,37	1,93
Balanco: Rezel-Cost (US\$/ano)	0,38	-0,22	0,16

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.7.9 mostra que um subsídio de 0,1% no preço da geladeira, em época de verão, resulta em um balanço zero. No inverno o balanço é negativo.

Tabela 4.7.9: Análise de sensibilidade no balanço da geradora

Sensibilidade no Balanço da Concessionária de Geração				
	Verão	Inverno	Total	
Subsídio no preço da geladeira [Preço * (1-%)]	0,0%	0,38	-0,22	0,2
	0,1%	0,00	-0,59	-0,6
	-0,1%	0,59	0,00	0,6

Fonte: Elaboração própria

4.7.4 Resultados da Perspectiva da Sociedade

O uso da refrigeração contribui de maneira regular tanto nas horas de ponta do sistema como nas horas fora de ponta. A utilização de geladeiras mais eficientes pode ajudar a evitar investimentos para fornecer potência nas horas de ponta do sistema. Os dados de entrada são mostrados na tabela 4.7.10.

Tabela 4.7.10: Dados de entrada na análise da sociedade

Numero de trocas	1
Custo de expansão e geração(US\$/KW)	108,626
Vida útil da usina	30
Taxa de desconto	12,0%
Custo de combustível (US\$/kWh)	0,0356

Fonte: Elaboração própria

Os benefícios consistem no combustível e investimentos evitados. Enquanto que os custos são a diferença entre os Custos não energéticos pela troca (tabela 4.7.11).

Tabela 4.7.11: Resultado para a sociedade

Análise da Sociedade	
Numero de trocas	1,0
Custo de expansão e geração(US\$/KW-ano)	108,6
Custo de combustível (US\$/kWh)	0,03557
Vida da usina (anos)	30
Taxa de desconto (%)	12,0%
Custos	
Custos de investimentos -CCVANE (US\$/ano)	7,3
Custos administrativos (US\$/ano)	0,2
Benefícios	
Redução no consumo de combustível (US\$/ano)	6,8
Investimento evitado (US\$/ano)	2,4
Balanco: Benef-Cust (US\$/ano)	1,7

Fonte: Elaboração própria

4.7.5 Figuras de Mérito da Troca de Geladeiras

Figuras de Mérito adicionais são mostradas na tabela 4.7.12. O TSR menor encontra-se no estrato IV, com 2,5 anos, o que significa que nesse tempo poderá recuperar o investimento feito. No estrato III, o TSR é 2,7 anos, no estrato II 3,1 anos e no estrato I é 4,6 anos.

O CCVANE foi de 7,34 US\$/ano por troca, para todos os estratos. Esta figura de mérito leva em conta o valor presente dos investimentos, sem levar em conta os custos operacionais envolvidos.

O CEC é de US\$ 0,0384 por kWh para todos os estratos de consumo. No entanto, a TIR resultou em 20,5% para o estrato I, 31,2% para o estrato II, 36,6 para o estrato III e 40,4% para o estrato IV.

O CCE resultou em US\$ 336,7 por kW-ano, para todos os estratos. O FCC ficou em 100,0%

Tabela 4.7.12: Figuras de Mérito

FIGURAS DE MÉRITO				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Tempo Simples de Retorno -TSR (anos)	4,6	3,1	2,7	2,5
Custo de Ciclo de Vida Atualizado não Energético -CCVANE (US\$/ano)	7,34	7,34	7,34	7,34
Energia Economizada (kWh/ano)	191,00	191,00	191,00	191,00
Custo da Energia Conservada -CEC (US\$/kWh)	0,0384	0,0384	0,0384	0,0384
Taxa Interna de Retorno -TIR (%)	20,5%	31,2%	36,6%	40,4%
Redução da Demanda (kW)	0,022	0,022	0,022	0,022
Custo da Capacidade Evitada -CCE (US\$/kW-ano)	336,70	336,70	336,70	336,70
Fator de Carga de Conservação -FCC (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: Elaboração própria

4.8 Resultados da Avaliação Financeira do Condicionador de Ar

4.8.1 Resultados da perspectiva do consumidor participante

Os dados gerais para a análise do ar condicionados se mostra na tabela 4.8.1.

Tabela 4.8.1: Dados gerais da troca de condicionadores de ar

DADOS DAS TROCAS DE CONDICIONADORES DE AR					
		Estratos			
		I	II	III	IV
Tarifas Residenciais		0,057	0,083	0,097	0,106
		Normal	Eficiente		
Capacidade (BTU)		18.000			
EER		8,8	10,7		
Consumo Médio (kWh/ano)		9.600,0	7.895,3		
Potência média (W)		3.287,7	2.703,9		
Vida (horas)		131.400	131.400		
Preço do Ar Condicionado (US\$)		384,0	444,0		
		PREMISSAS			
Uso (horas/dia)		8			
Taxa de desconto (%)		12%			
Período de análise (anos)		15			

Fonte: Elaboração própria

Os resultados da análise econômica financeira são mostrados na tabela 4.8.2. Para o consumidor participante, a troca de condicionadores de ar de baixa eficiência por outros mais eficientes é atraente para todos os estratos de consumo. O resultado para o estrato IV, é o mais atraente com 172,52 US\$/ano no balanço custo benefício.

Tabela 4.8.2: Resultados para o consumidor

ANÁLISE CUSTO - BENEFÍCIO					
Análise do Consumidor					
		Estratos			
		I	II	III	IV
Custos					
Curto Ciclo de Vida Analisado Não Energético -CCVANE (US\$/ano)		8,81	8,81	8,81	8,81
Benefícios					
Valor da energia Elétrica deixada de comprar (US\$/ano)		85,09	124,04	144,22	158,66
Balanco: Benef-Cust (US\$/ano)		76,28	115,23	135,41	149,85

Fonte: Elaboração própria

Na análise de sensibilidade, uma variável que influi no balanço é a taxa de desconto utilizada. Neste trabalho foi adotada a taxa de 12%. Porém, os resultados mostram

que, no estrato I, a taxa de desconto de 162,1% zera o balanço, taxas menores produzem um balanço maior. Para o estrato II, a taxa resulta em 236,3%, taxas menores fazem que aumente o balanço. No estrato III, a taxa de 274,7% zera o balanço e para o estrato IV, a taxa resulta em 302,2%

Figura 4.8.3: Análise de sensibilidade no balanço do consumidor

Sensibilidade no Balanço do Consumidor					
		Estratos			
		I	II	III	IV
Taxa de desconto (%)	12,0%	88,44	132,95	156,02	172,52
	162,1%	0,00	44,51	67,58	84,08
	236,3%	-44,51	0,00	23,07	39,57
	274,7%	-67,58	-23,07	0,00	16,50
	302,2%	-84,08	-39,57	-16,50	0,00

Fonte: Elaboração própria

4.8.2 Resultados da Perspectiva Da Concessionária de Distribuição

Neste análise foram usados os preços médios dos produtores independentes como preços de compra de energia pela ENEE, atuando como distribuidora. A ENEE compra energia a um preço médio de 0,054 US\$/kWh. A potência é comprada a 106,78 US\$/kW-ano. (ver tabela 4.8.4)

Tabela 4.8.4: Dados de entrada na análise da distribuidora

Preço de compra de energia (US\$/kWh)	0,054
Preço de compra de Potência (US\$/KW-ano)	106,78
Custos administrativos (US\$/ano)	0,16

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.8.5, mostra os resultados para a distribuidora. Neste caso, o balanço é positivo só para os estratos I e II. Os estratos III e IV têm um balanço negativo.

Tabela 4.8.5: Resultados para a Concessionária de Distribuição

Análise da Concessionária de Distribuição				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Eletricidade economizada (kWh/ano)	1.704,7	1.704,7	1.704,7	1.704,7
Tarifas residenciais (US\$/kWh)	0,0570	0,0832	0,0967	0,1064
Potência evitada (kW)	0,583792	0,58379	0,583792	0,58379
Preço de compra da energia (US\$/kWh)	0,0540643			
Preço de compra da Potência (US\$/kW-ano)	106,782			
Custos				
Diminuição da receita da eletricidade (US\$/ano)	97,25	141,76	164,83	181,33
Custos administrativos (US\$/ano)	0,16	0,16	0,16	0,16
Benefícios				
Valor da Energia elétrica deixada de comprar (US\$/ano)	92,16	92,16	92,16	92,16
Valor da Potência elétrica deixada de comprar (US\$/ano)	62,34	62,34	62,34	62,34
Balanco: Benef-Cust (US\$/ano)	57,09	12,58	-10,49	-26,99

Fonte: Elaboração própria

Os resultados da análise de sensibilidade são mostrados na tabela 4.8.5. Analisou-se de quanto poderia ser o subsídio que a concessionária poderia dar. Os subsídios que a concessionária pode dar são de 12,9% e 2,8% sobre o preço do condicionador de ar nos estratos I e II respectivamente.

Tabela 4.8.6: Análise de sensibilidade no balanço da distribuidora

Sensibilidade no Balanço da Distribuidora					
		Estratos			
		I	II	III	IV
Subsídio no preço da geladeira (Preço * (1+ %))	0,0%	57,09	12,58	-10,49	-26,99
	12,9%	0,00	-44,51	-67,58	-84,08
	2,8%	44,51	0,00	-23,07	-39,57
	-2,4%	67,58	23,07	0,00	-16,50
	-6,1%	84,08	39,57	16,50	0,00

Fonte: Elaboração própria

4.8.3 Resultados da Perspectiva da Concessionária de Geração

Para esta análise foram usados os preços médios dos produtores independentes como preços de compra de energia pela ENEE. A ENEE compra energia a um preço médio de 0,054 US\$/kWh. A potência é comprada a 106,78 US\$/kW-ano. (ver tabela 4.8.7)

Tabela 4.8.7: Dados de entrada na análise da Geradora

	Verão	Inverno	Total
Meses de ano	8	4	12
Fator de Coincidência	19,2%	19,2%	19,2%
Preço de venda da energia na ponta (US\$/kWh)	0,054	0,054	0,054
Preço de venda da Potência na ponta (US\$/kW)	71,19	35,59	106,78
Custo marginal de energia de longo prazo (US\$/kWh)	0,057	0,057	0,057
Custo marginal de Potência de longo prazo (US\$/kW)	72,42	36,21	108,626

Fonte: Elaboração própria

Na tabela 4.8.8, mostram-se os resultados para a geradora. A troca de condicionadores de ar é atraente para todos os estratos. O resultado foi de 3,47 US\$/ano no verão e 1,74 US\$/ano no inverno.

Tabela 4.8.8: Resultados para a Geradora

Análise da Concessionária de Geração			
	Verão	Inverno	Total
Energia evitada (kWh/ano)	1.136,4	568,2	1.704,7
Potência evitada (kW-ano)	0,112	0,112	0,11
Preço de venda da energia na ponta (US\$/kWh)	0,054	0,054	0,054
Preço de venda da Potência na ponta (US\$/kW)	71,19	35,59	106,78
Custo marginal de energia de longo prazo (US\$/kWh)	0,057	0,057	0,057
Custo marginal de Potência de longo prazo (US\$/kW)	72,42	36,21	108,63
Costos			
Diminuição da receita de energia (US\$/ano)	61,44	30,72	92,16
Diminuição da receita de potência (US\$/ano)	7,98	3,99	11,97
Benefícios			
Valor da energia elétrica devida de comprar/gerar (US\$/ano)	64,78	32,39	97,17
Valor da potência elétrica devida de comprar (US\$/ano)	8,12	4,06	12,18
Balanza: Benef-Cost (US\$/ano)	3,47	1,74	5,21

Fonte: Elaboração própria

A tabela 4.8.9 mostra que um subsídio de 0,8% no preço da geladeira, em época de verão, zera o balanço. No inverno o subsídio pode ser de 0,4%.

Tabela 4.8.9: Análise de sensibilidade no balanço da geradora

Sensibilidade no Balanço da Concessionária de Geração				
		Verão	Inverno	Total
Subsídio no preço da geladeira (Preço * (1-%))	0,0%	3,47	1,74	5,2
	0,8%	0,00	-1,74	-1,7
	0,4%	1,74	0,00	1,7

Fonte: Elaboração própria

4.8.4 Resultados da Perspectiva da Sociedade

O uso de ar condicionado não coincide com a ponta do sistema. A utilização de condicionadores de ar mais eficientes pode ajudar a evitar investimentos para fornecer potência nas horas de ponta do sistema. Os dados de entrada são mostrados na tabela 4.8.10.

Tabela 4.8.10: Dados de entrada na análise da sociedade

Numero de trocas	1
Custo de expansão e geração(US\$/kW)	108,626
Período	15
Taxa de desconto	12,0%
Custo de combustível (US\$/kWh)	0,0356

Fonte: Elaboração própria

Os benefícios consistem no combustível e investimentos evitados. Os custos são a diferença dos Custos não energéticos pela troca (tabela 4.8.11).

Tabela 4.8.11: Resultado para a sociedade

Análise da Sociedade	
Número de trocas	1,0
Custo de aquisição e gestão (US\$/kW)	108,6
Custo de combustível (US\$/kWh)	0,03557
período	15
Taxa de desconto	12,0%
Custos	
Custos de investimentos -CCVANE (US\$/ano)	8,8
Custos administrativos (US\$/ano)	0,2
Benefícios	
Redução no consumo de combustível (US\$/ano)	60,6
Investimento evitado (US\$/ano)	9,3
Saldo: Benef-Cust (US\$/ano)	61,0

Fonte: Elaboração própria

4.8.5 Figuras de Mérito da Troca de Condicionadores de Ar

Figuras de Mérito, adicionais são mostradas na tabela 4.8.12. O TSR menor encontra-se nos estratos III e IV, com 0,4 anos e 0,3 anos respectivamente. No estrato II, o TSR é 0,4 anos e no estrato I, 0,6 anos.

O CCVANE foi de 8,81 US\$/ano por troca, para todos os estratos. Esta figura de mérito leva em conta o valor presente dos investimentos, sem levar em conta os custos operacionais envolvidos.

O CEC é de US\$ 0,01 por kWh para todos os estratos de consumo. No entanto, a TIR resultou em 162,1% para o estrato I, 236,3% para o estrato II, 274,7 para o estrato III e 302,2% para o estrato IV.

O CCE resultou em US\$ 15,09 por kW-ano, para todos os estratos. O FCC ficou em 33,3%

Tabela 4.8.12: Figuras de Mérito

FIGURAS DE MÉRITO				
	Estados			
	I	II	III	IV
Tempo Simples de Retorno -TSR (anos)	0,6	0,4	0,4	0,3
Custo de Ciclo de Vida Anualizado não Energético -CCVANE (US\$/ano)	8,81	8,81	8,81	8,81
Energia Economizada (kWh/ano)	1704,67	1704,67	1704,67	1704,67
Custo da Energia Conservada -CEC (US\$/kWh)	0,01	0,01	0,01	0,01
Taxa Interna de Retorno -TIR (%)	162,1%	236,3%	274,7%	302,2%
Redução de Demanda (kW)	0,584	0,584	0,584	0,584
Custo da Capacidade Evitada -CCE (US\$/kW-ano)	15,09	15,09	15,09	15,09
Fator de Carga de Conservação -FCC (%)	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%

Fonte: Elaboração própria

O impacto da implementação destas ações num plano integrado é tratado no capítulo seguinte.

CAPÍTULO V

AVALIAÇÃO INTEGRADA DE RECURSOS

5.1 Introdução

O objetivo do PIR é atingir a demanda de serviços energéticos com uma mistura de recursos disponíveis.

Este conjunto pode ser representado numa “curva de seleção”, que compara as diferentes opções do lado da oferta (Plano de expansão, renováveis, cogeração) e demanda (eficiência energética, conservação) de acordo com os seus custos totais. Dessa maneira pode-se identificar as opções que têm menores custos e que são necessárias para satisfazer a demanda crescente de energia.

Estes custos variam com o fator de capacidade de conservação¹. Isto faz que algumas usinas de produção de eletricidade tenham custos baixos ao operar com altos fatores de capacidade e outras tenham custos maiores ao operar com fatores altos. Isto vai ser tratado nas seções seguintes.

5.2 Análise do Lado da Oferta

A eletricidade pode ser gerada utilizando diversas tecnologias que usam diferentes tipos de combustíveis cujo uso tem um impacto no custo total de geração da eletricidade, além do impacto no meio ambiente.

Estas diferentes tecnologias podem ser comparadas mediante uma curva denominada Curva de Seleção de Geração, que compara os custos totais das usinas.

Este custo total de geração de eletricidade pode ser desagregado em custos fixos e variáveis, da seguinte maneira:

$$CTA = CIA + CVA \quad (5.2.1)$$

Onde:

CTA: Custo total de produção anualizado (US\$/kW-ano)

CIA: Custo de investimento anualizado (US\$/kW-ano)

CVA: Custo variável anualizado de operação e manutenção (US\$/kW-ano)

Os custos fixos de investimento dependem do tipo de usina, mas não dependem do tempo de operação das mesmas.

Os custos variáveis por ano incluem os custos dos combustíveis e os gastos em manutenção da usina que dependem da operação da mesma. Estes custos variáveis podem ser representados pela seguinte relação:

$$CVA = CV * (8.760 * FC) \quad (5.2.2)$$

Onde:

CV: Custo variável em US\$/kWh

8.760: Horas ao ano

FC: fator de capacidade

A equação 5.2.1 pode ser reconstruída da seguinte forma:

¹ O fator de capacidade de conservação (FCC) é análogo ao fator de capacidade e relaciona as economias médias ao ano e as economias na ponta em um determinado projeto.

$$CTA = CIA + CV * (8.760 * FC) \quad (5.2.3)$$

Na equação 5.2.3, as variáveis são fixas, exceto f.c., de modo que o custo total ao ano, depende do tempo ao ano que a usina esteja em operação. A equação 5.2.3 tem a forma duma linha reta, permitindo construir linhas retas que representam as diferentes tecnologias tanto existentes quanto futuras.

5.2.1 Usinas Existentes

Dependendo dos seus custos de capital e operação e manutenção, as usinas podem operar na base, na zona intermediária ou na ponta.

No caso das usinas térmicas existentes em Honduras, os custos são apresentados na tabela 5.2.1

Tabela 5.2.1: Custos das usinas térmicas existentes

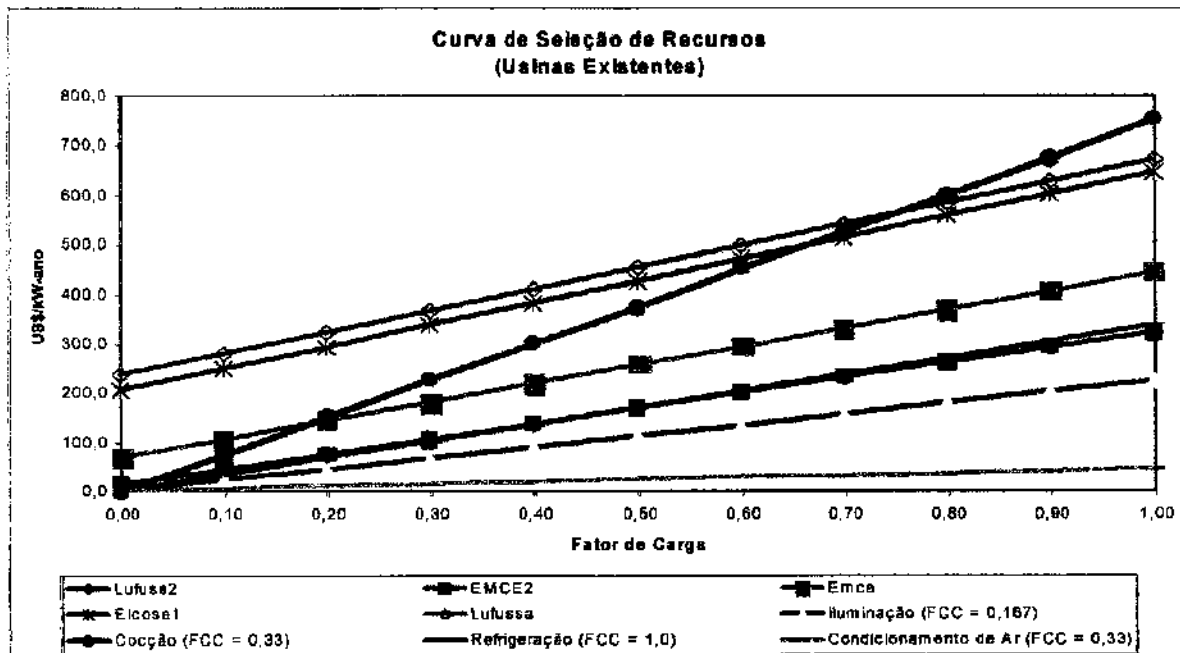
Usinas Térmicas Existentes			
	Capacidade (MW)	Variáveis (US\$/MWh)	Fixos (US\$/kW-ano)
Lufusa2	70,00	35,57	12,31
EMCE2	60,00	35,57	12,31
Emce	86,40	42,90	68,00
Elcosa1	80,00	50,30	205,23
Lufussa	40,00	49,60	236,08
TgasENEE	13,50	93,37	n/d
Santa Fé	5,00	71,14	n/d

Fonte: ENEE, 199b

Como pode ser visto, as térmicas com menores custos variáveis são as usinas de Lufusa2, Elcosa3 e EMCE2 com 35,57 US\$/MWh. As usinas com o maior custo variável são as turbinas de gás da ENEE com 93,37 US\$/MWh.

Com estes custos, se constrói a curva de seleção da geração de eletricidade, que é mostrada na figura 5.2.1

Figura 5.2.1: Curva de seleção da geração térmica de eletricidade



Fonte:Elaboração própria

5.2.2 Plano de Expansão

O Plano de Expansão da Geração identificou a necessidade de adicionar ao sistema diferentes tipos de tecnologias para a geração de eletricidade, entre elas, Motores Diesel de Média Velocidade (MSD), Turbinas a Gás, e Ciclo Combinado. O ano de entrada ao sistema hondurenho e seus respectivos custos fixos e variáveis são mostrados na tabela 5.2.2

Tabela 5.2.2: Custos das Usinas Futuras

Usinas Futuras					
	Tipo	Ano	Capacidade (MW)	Variáveis O&M (US\$/MWh)	Fixos (US\$/kW-ano)
Diesel1 (Bunker)	T	2001	100	35,57	108,63
Ciclo Combinado1 (Diesel)	T	2002	118	39,51	93,11
Diesel2 (Bunker)	T	2003	20	35,57	108,63
Diesel3 (Bunker)	T	2004	25	35,57	108,63
Ciclo Combinado2 (Diesel)	T	2004	100	39,51	93,11
Cangrejal	H	2005	55	0,00	390,15
Llanitos	H	2006	94	0,00	381,34
Patuca2	H	2007	273	0,00	31,42
Tgas1 (Diesel)	T	2011	100	55,71	55,86
Ciclo Combinado3 (Diesel)	T	2011	106	39,51	93,11
Tgas2 (Diesel)	T	2013	50	55,71	52,07

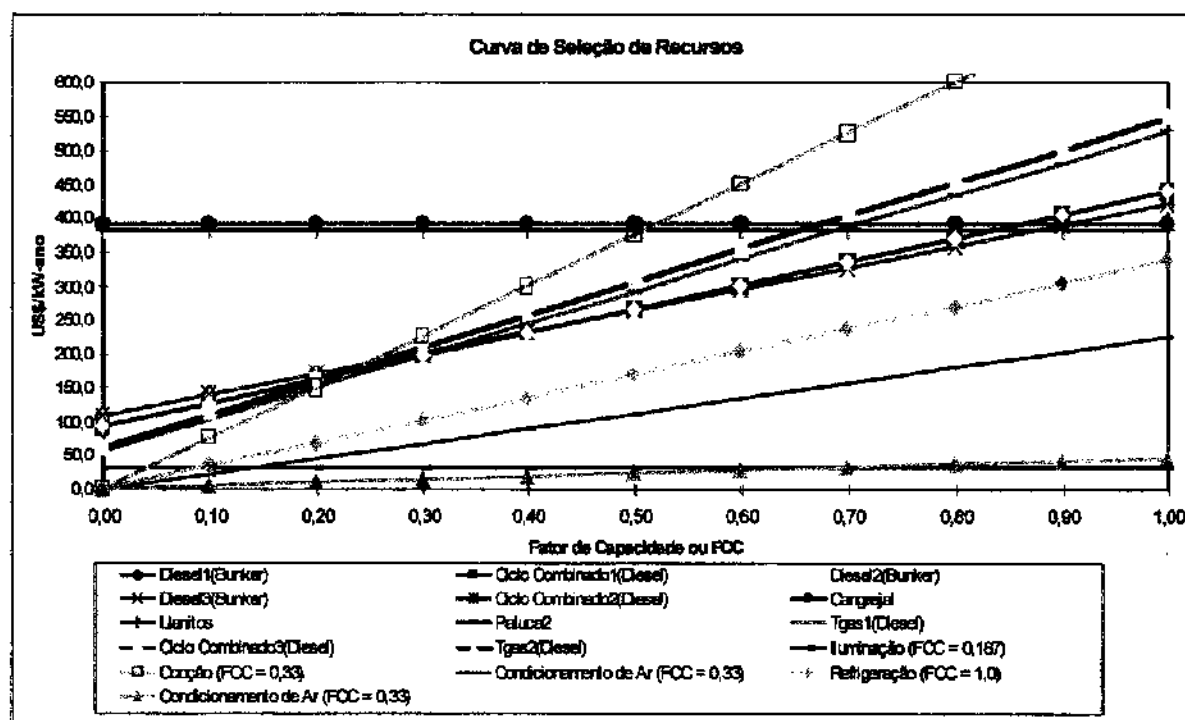
Fonte: ENEE, 1999b

No ano de 2001, entram em operação os MSDs com capacidade total de 100 MW. Os custos fixos desta tecnologia são estimados em US\$ 108,63 por kW-ano, resultantes de investimentos de 875 US\$/kW, uma taxa de desconto de 12% e 30 anos de vida. Os custos variáveis, utilizando diesel como combustível, são 35,57 US\$/MWh

Os ciclos combinados, queimando diesel, têm custos fixos de 93,11 US\$/kW-ano, e custos variáveis de 39,51 US\$/MWh. As turbinas a gás, queimando diesel, têm custos fixos de 55,86 US\$/kW-ano e variáveis de 53,89 US\$/MWh para capacidade de 100 MW. A usina de 50 MW que entra no ano de 2013, tem como custos fixos 62,07 US\$/kW-ano e variáveis 55,71 US\$/MWh.

Todas estas tecnologias podem ser representadas por uma linha reta, como se mostra na figura 5.2.2

Figura 5.2.2: Curva de seleção das Usinas Futuras



Fonte: Elaboração própria

5.2.3 Renováveis e cogeração

Em Honduras, vários projetos baseados em energias renováveis estão sendo estudados. Podem se destacar quatro deles:

- ✓ Projeto à base de Bambu: O projeto estudado no país é para uma usina que utilizaria bambu como combustível. A assessoria para o cultivo das plantações de bambu será feita pela empresa *International Bamboo Development Company* (IBDC) e o desenho e construção da usina será feito por *Burns & McDonell Engineering Company*. A capacidade instalada do projeto será de 50 MW. Estima-se que serão queimados 65 toneladas de bambu² por hora.
- ✓ Projetos à base de Resíduos de Madeira: Projeto proposto pela companhia BIOGEN. O projeto pretende aproveitar as grandes quantidades de resíduos florestais do país. Compreende duas usinas de 15 MW cada uma. Uma usina se instalaria na região central, em Guaimaca (90 km. de Tegucigalpa), e a outra em Tocoa (a 500 km. de Tegucigalpa), na região nordeste de Honduras.
- ✓ Projeto Eólico: Existe um estudo para a construção de um parque eólico de 60 MW no "Cerro de Hule", perto de Tegucigalpa. Este projeto está sendo proposto pela empresa Zond de Honduras.

Tabela 5.2.3: Projetos Renováveis

	Capacidade (MW)	Variáveis O&M (US\$/MWh)	Fixos (US\$/kW-ano)
Bambu (Valle de Sula)	50,0		
Resíduos de Madeira (Guaimaca)	15,0		
Resíduos de Madeira (Tocoa)	15,0		
Eólica	60,0		
Bagaço de Cana	41,5		

Fonte: Elaboração própria

² O poder calorífico do bambu (base seca) é de 20 MJ/kg ou seja, 4778 kcal/kg.

5.3. Análise do Lado da Demanda

No lado da demanda são quatro as ações que podem ser feitas: Troca de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas, troca de fogões elétricos por fogões a gás, troca de geladeiras de alto consumo por geladeiras eficientes e troca de condicionadores de ar de alto consumo por outros eficientes.

Para fazer estas trocas é preciso compara-los por meio de seus custos evitados, que são determinados por Figuras de Mérito. A seguir se faz a análise.

5.3.1. Eficiência Energética

A comparação econômica financeira das opções de geração e conservação pode ser feita de forma integrada em uma figura por meio dos seus custos do kW gerado ou evitado em função do fator de conservação de capacidade ou de capacidade da usina.

5.3.1.1 Uso eficiente de iluminação

O programa de iluminação pode ser avaliado por meio de seus custos de energia conservada e pelo índice de efetividade de custo. A tabela 5.3.1 mostra esses custos para os diferentes estratos de consumo.

Tabela 5.3.1: CEC e CCE da iluminação

	Estratos			
	I	II	III	IV
Custo da Energia Conservada - CEC (US\$/kWh)	0,0255	0,0255	0,0255	0,0255
Custo da Capacidade Evitada - CCE (US\$/kW-ano)	37,3	37,3	37,3	37,3
Fator de Carga de Conservação - FCC (%)	16,7%	16,7%	16,7%	16,7%

Fonte: Elaboração própria

Como se pode observar na tabela 5.3.1, o custo da energia conservada na iluminação é de US\$ 0,0255 por kWh evitado ou conservado. Em contraste, a tarifa de eletricidade chega até US\$ 0,106 por kWh para o estrato IV, sendo o custo da energia conservada 416% mais barato.

O custo de Potência Evitada é US\$ 38,3 por kW-ano, em contraste dos US\$ 108,6 por kW-ano que custa a expansão do sistema, sendo o custo da potência evitada 283,4% mais barato.

Isto mostra que a troca de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas é atraente.

5.3.1.2 Uso eficiente da cocção

A tabela 5.3.2 mostra que o custo da energia conservada na cocção é de US\$ 0,086 por kWh evitado ou conservado. Em contraste, a tarifa de eletricidade chega até US\$ 0,106 por kWh para o estrato IV, sendo o custo da energia conservada 123% mais barato.

O Custo de Capacidade Evitada é US\$ 247,3 por kW-ano, em contraste dos US\$ 108,6 por kW-ano³ que custa a expansão do sistema, sendo o custo da potência evitada 128% mais caro.

Tabela 5.3.2: CEC e CCE da cocção

	Estratos			
	I	II	III	IV
Custo da Energia Conservada -CEC (US\$/kWh)	0,086	0,086	0,086	0,086
Custo da capacidade evitada -CCE (US\$/kW-ano)	247,3	247,3	247,3	247,3
Fator de Carga de conservação -FCC (%)	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%

Fonte: Elaboração própria

5.3.1.3 Uso eficiente da refrigeração

A tabela 5.3.3 mostra que o custo da energia conservada na refrigeração é de US\$ 0,0384 por kWh evitado ou conservado. Em contraste, a tarifa de eletricidade chega a US\$ 0,106 por kWh para o estrato IV, sendo o custo da energia conservada 276% mais barato.

O custo de Capacidade Evitada é US\$ 336,7 por kW-ano, em contraste dos US\$ 108,6 por kW-ano que custa a expansão do sistema, sendo o custo da potência evitada 310% mais barato.

Tabela 5.3.3: CEC e CCE da refrigeração

	Estratos			
	I	II	III	IV
Custo da Energia Conservada -CEC (US\$/kWh)	0,0384	0,0384	0,0384	0,0384
Custo da Capacidade Evitada -CCE (US\$/kW-ano)	336,70	336,70	336,70	336,70
Fator de Carga de Conservação -FCC (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: Elaboração própria

5.3.1.4 Uso eficiente do condicionamento de ar

A tabela 5.3.3 mostra que o custo da energia conservada no condicionamento de ar é de US\$ 0,01 por kWh evitado ou conservado. Em contraste, a tarifa de eletricidade chega a US\$ 0,106 por kWh para o estrato IV, sendo a energia conservada mais de seis vezes mais barata.

O custo da Potência Evitada é US\$ 15,09 por kW-ano, em contraste dos US\$ 108,6 por kW-ano que custa a expansão do sistema, sendo a potência evitada mais de sete vezes mais barata.

Tabela 5.3.3: CEC e CCE do Condicionamento de Ar

	Estratos			
	I	II	III	IV
Custo da Energia Conservada -CEC (US\$/kWh)	0,01	0,01	0,01	0,01
Custo da Capacidade Evitada -CCE (US\$/kW-ano)	15,09	15,09	15,09	15,09
Fator de Carga de Conservação -FCC (%)	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%

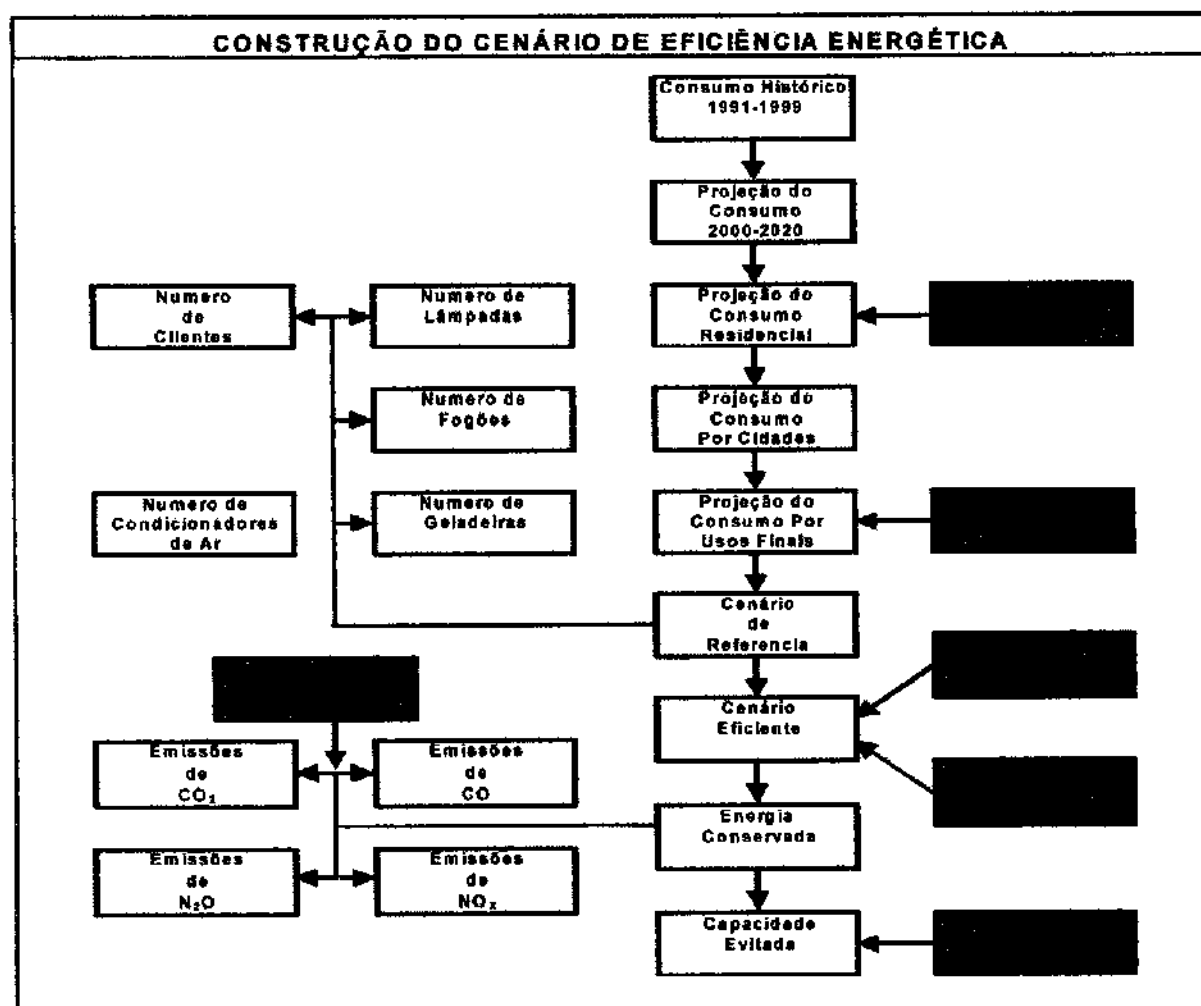
Fonte: Elaboração própria

³ Se tomarmos como referencia a usina mais próxima a entrar no sistema elétrico. Existem usinas com custos fixos de 381,3 US\$/kW-ano.

5.3.1. Demanda Evitada

A troca de lâmpadas evita 0,03 kW na ponta das 18-20 horas, enquanto ficam ligadas; no entanto, em média no sistema da ZMVS a potência evitada foi de 0,006526 kW, dado um fator de ligação de 21,8%. A troca de fogões evita em média 0,403 kW, nas duas pontas, a troca de geladeiras 0,022 kW nas duas pontas e a troca de condicionadores de ar 0,583 kW na ponta das 18-20 horas.

Figura 5.3.1: Metodologia para a Construção dos Cenários



Fonte: Elaboração Própria

5.3.3. Construção de Cenários

O ponto de partida é a projeção das vendas, consumo e demanda feita pela ENEE em 1999. Esta projeção foi desagregada por cidade mediante fatores de participação obtidos das estatísticas históricas da ENEE, que mostram que Tegucigalpa é responsável por 31,3% do consumo residencial e que a ZMVS consome 24,4%. A desagregação por uso final foi feita por meio das porcentagens de participação dos usos finais no consumo de eletricidade obtidos da pesquisa que a ENEE e a OLADE realizaram na ZMVS. A figura 5.3.1 mostra a metodologia seguida na construção dos cenários

5.3.3.1. Cenário de Eficiência Tendencial

Para este cenário foi utilizado o cenário base elaborado pela ENEE. A projeção das vendas de eletricidade é mostrada na tabela 5.3.4

Tabela 5.3.4: Projeção do consumo por setor

CONSUMO (GWh)									
Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alto Consumo	Otros	Perd. en la red	Ventas ENEE	Ventas NEEC	S. TOTALES INT
1999	1.169,1	704,4	613,1	358,7	230,3	38,3	3.113,9	65,8	3.199,7
2000	1.251,0	766,6	628,8	381,0	247,2	40,2	3.314,8	91,8	3.406,6
2001	1.336,2	832,0	644,9	388,6	264,6	42,1	3.508,3	98,2	3.606,5
2002	1.421,4	900,8	661,5	396,4	282,3	43,9	3.706,3	105,1	3.811,4
2003	1.505,6	972,8	693,4	404,3	300,5	45,9	3.922,6	112,4	4.035,0
2004	1.594,8	1.048,1	730,0	412,4	319,2	48,0	4.152,4	120,3	4.272,7
2005	1.683,4	1.126,7	770,2	420,7	338,3	50,1	4.389,3	128,7	4.518,1
2006	1.774,9	1.208,5	814,3	429,1	357,8	52,3	4.636,9	137,7	4.774,7
2007	1.866,4	1.293,7	879,2	437,6	377,9	38,3	4.893,1	147,4	5.040,5
2008	1.958,2	1.382,1	968,3	446,4	398,4	0,0	5.153,3	157,7	5.311,0
2009	2.049,6	1.473,8	1.017,3	455,3	419,3	0,0	5.415,4	168,7	5.584,1
2010	2.141,5	1.568,7	1.067,6	464,4	440,8	0,0	5.683,1	180,5	5.863,6
2011	2.231,1	1.667,0	1.122,9	473,7	462,7	0,0	5.957,4	193,2	6.150,6
2012	2.319,7	1.768,5	1.162,4	483,2	485,1	0,0	6.218,9	206,7	6.425,6
2013	2.406,8	1.873,3	1.204,7	492,9	508,0	0,0	6.485,7	221,2	6.706,9
2014	2.492,1	1.981,4	1.240,1	502,7	531,5	0,0	6.747,8	236,7	6.984,4
2015	2.575,3	2.092,7	1.272,6	512,8	555,4	0,0	7.008,8	253,2	7.262,1

Fonte: ENEE, 2000b

Segundo os dados mostrados na tabela 5.3.4, a taxa de crescimento no setor residencial, no período de análise é 5% ao ano. Entretanto, dados estatísticos mostram que a participação da ZMVS no consumo total é de 24,4%.

Em 1999, o setor residencial da ZMVS consumiu 295,3 GWh e segundo as projeções, para o ano 2015, o consumo alcançará 627,5 GWh, ou seja 212% do consumo de 1995 (ver tabela 5.3.5).

Tabela 5.3.5: Projeção do Consumo das Maiores Cidades

CONSUMO DE ENERGIA POR CIDADE NO SETOR RESIDENCIAL (GWh)						
ANO	TEGUCIGALPA	ZMVS	CEIBA	PROGRESO	CHOLUTUCA	OUTRAS
1999	379,2	295,3	56,2	34,7	26,0	420,5
2000	391,4	304,8	58,0	35,8	26,8	434,1
2001	418,1	325,6	61,9	38,2	28,7	463,7
2002	444,8	346,3	65,9	40,7	30,5	493,3
2003	471,1	366,9	69,8	43,1	32,3	522,5
2004	499,0	388,6	73,9	45,6	34,2	553,4
2005	526,8	410,2	78,0	48,2	36,1	584,2
2006	555,4	432,5	82,3	50,8	38,1	615,9
2007	584,0	454,7	86,5	53,4	40,0	647,7
2008	612,7	477,1	90,8	56,0	42,0	679,5
2009	641,4	499,4	95,0	58,6	44,0	711,3
2010	670,1	521,8	99,3	61,3	45,9	743,1
2011	698,1	543,6	103,4	63,8	47,8	774,3
2012	725,9	565,2	107,5	66,4	49,7	805,0
2013	753,1	586,4	111,5	68,9	51,6	835,2
2014	779,8	607,2	115,5	71,3	53,4	864,8
2015	805,9	627,5	119,4	73,7	55,2	893,7

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

As porcentagens de participação dos usos finais obtidos da pesquisa feita pela ENEE na ZMVS são as seguintes: iluminação 3,6%; cocção 14,3%; refrigeração 3,6%; condicionamento de ar 65,6% e os restantes 12,9 % distribuídos entre os outros usos presentes nas residências.

Como se mostra na tabela 5.3.6, os diferentes usos têm crescimentos médios de 5% ao ano, da seguinte maneira:

O uso da iluminação consumiu, em 1999, 10,63 GWh, e para o ano 2015 espera-se que consuma ao redor de 22,5 GWh. O uso da cocção consumiu 42,23 GWh em 999, e para o ano 2015, seu consumo e estima-se em 89,9 GWh.

O uso da refrigeração consumiu, em 1999, 10,63 GWh, e para o ano 2015 seu consumo é estima-sedo 22,6 GWh. O uso do condicionamento de ar teve um consumo de 193,7 GWh, e a projeção do consumo para 2015, determina um consumo de 411,5 GWh.

Tabela 5.3.6: Consumo por Usos Finais da ZMVS

CONSUMO DE ENERGIA RESIDENCIAL POR SUB-INDÚSTRIA (GWh)						
Participação de Iluminação		3,6%				
Participação de Cocção		14,3%				
Participação de Refrigeração		3,6%				
Participação de Condicionadores de Ar		66,6%				
Participação das outras usos		12,9%				
ANO	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	Outros	Total
2001	11,7	46,7	11,7	213,5	42,0	325,6
2002	12,4	49,6	12,5	227,1	44,7	346,3
2003	13,1	52,6	13,2	240,6	47,3	366,9
2004	13,9	55,7	14,0	254,8	50,1	388,6
2005	14,7	58,8	14,8	269,0	52,9	410,2
2006	15,5	62,0	15,6	283,6	55,8	432,5
2007	16,3	65,2	16,4	298,2	58,7	454,7
2008	17,1	68,4	17,2	312,9	61,6	477,1
2009	17,9	71,6	18,0	327,5	64,4	499,4
2010	18,7	74,8	18,8	342,2	67,3	521,8
2011	19,5	77,9	19,6	356,5	70,1	543,6
2012	20,2	81,0	20,4	370,6	72,9	565,2
2013	21,0	84,1	21,2	384,5	75,7	586,4
2014	21,7	87,0	21,9	398,2	78,3	607,2
2015	22,5	89,9	22,6	411,5	81,0	627,5

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5.3.7: Projeção do número de usuários na ZMVS

ANO	NUMERO DE USUARIOS		
	Usuários	Velhos	Novos
2001	107.417	107.417	0
2002	114.267	107.417	6.850
2003	121.037	107.417	13.620
2004	128.203	107.417	20.786
2005	135.329	107.417	27.912
2006	142.682	107.417	35.265
2007	150.037	107.417	42.620
2008	157.414	107.417	49.997
2009	164.765	107.417	57.348
2010	172.151	107.417	64.734
2011	179.356	107.417	71.939
2012	186.474	107.417	79.057
2013	193.477	107.417	86.060
2014	200.336	107.417	92.919
2015	207.028	107.417	99.611

Fonte: Elaboração própria

O número de usuários no setor residencial da ZMVS, em 1999, foi de 97,418 (87,2%)⁵.

A projeção dos usuários é mostrada na tabela 5.3.7

Tabela 5.3.8: Projeção do número de aparelhos elétricos

ANO	Numero de Lâmpadas			Total	Numero de	
	Incandescentes	Fluorescentes	CFL		Fogões	Geladeiras
2001	676.728	67.673	7.519	751.920	40.099	23.490
2002	719.884	71.988	7.999	799.871	42.656	24.988
2003	762.534	76.253	8.473	847.261	45.183	26.469
2004	807.678	80.768	8.974	897.420	47.858	28.036
2005	852.571	85.257	9.473	947.301	50.518	29.594
2006	898.897	89.890	9.988	998.774	53.263	31.202
2007	945.233	94.523	10.503	1.050.259	56.008	32.811
2008	991.710	99.171	11.019	1.101.900	58.762	34.424
2009	1.038.018	103.802	11.534	1.153.353	61.506	36.031
2010	1.084.552	108.455	12.051	1.205.058	64.264	37.647
2011	1.129.942	112.994	12.555	1.255.492	66.953	39.222
2012	1.174.789	117.479	13.053	1.305.321	69.610	40.779
2013	1.218.907	121.891	13.543	1.354.341	72.225	42.310
2014	1.262.117	126.212	14.024	1.402.353	74.785	43.810
2015	1.304.276	130.428	14.492	1.449.195	77.283	45.274

Fonte: Elaboração própria

⁵ Os custos administrativos estimados equivalem ao salário de uma ou duas pessoas trabalhando no projeto, por aparelho de usos final.

A projeção do número de aparelhos nas residências da ZMVS é mostrada na tabela 5.3.8. Estimou-se uma média de 7 lâmpadas por residência, das quais em média 90% são incandescentes, 9% são fluorescentes e 1% FCLs. O consumo por residência se estima em 108,5 kWh/ano, dos quais 92,2 corresponde à iluminação com lâmpadas incandescentes, 7,4% a lâmpadas fluorescentes e apenas 0,4% pertence às LFCs.

Em média as lâmpadas incandescentes de 50 W são as mais populares, mesmo existindo lâmpadas de até 100 W. Em média as residências da ZMVS tinham, em 1999, 613,733 lâmpadas incandescentes.

Estima-se que de lâmpadas, para o ano 2015, seja 1.449.195 (236% das lâmpadas existentes em 1999)

Para os fogões, estimou um consumo médio de 1.163,8 kWh/ano por cada fogão elétrico existente. O número de fogões elétricos, em 1999, foi de 36.366 fogões.

Para as geladeiras, estimou-se um consumo médio de 500 kWh/ano. Para 1999, se estima que o setor residencial da ZMVS teve 21.304 geladeiras.

Em 1999, o número de condicionadores de ar encontrados na ZMVS foi de 20.169

5.3.5 Cenário de Uso Eficiente

Para a construção do cenário de uso eficiente foram feitas as seguintes hipóteses:

- ✓ A quantidade de lâmpadas, fogões, geladeiras e condicionadores de ar existentes no ano 2000, diminuirá de tal forma que no ano 2015 somente estarão em uso 50% deles.
- ✓ A partir de 2000, 70% das novas lâmpadas, novas geladeiras e novos condicionadores de ar, serão eficientes. 70% dos novos fogões serão a gás e 30% continuarão sendo elétricos (ver tabela 5.3.9).

Outros fatores relevantes para a análise são:

- ✓ A posse de aparelhos: de 100% para as lâmpadas, 37,3% para os fogões elétricos, 21,9 para geladeiras e 20,7 para os condicionadores de ar.
- ✓ O consumo médio das geladeiras eficientes é estimado em 309 kWh/ano, dado que esta de acordo com os dados de consumo das geladeiras de maior venda.

Tabela 5.3.9: Funções de Penetração das Tecnologias Eficientes

FUNÇÕES DE PENETRAÇÃO								
PARÂMETROS								
Ano Base	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
a	0,363121		0,363121		0,363121		0,363121	
b	3,713672	70,0%	3,713672	70,0%	3,713672	70,0%	3,713672	70,0%
k	60,3%		60,3%		60,3%		60,3%	

Penetração (%)								
Ano	Lâmpadas		Fogões		Geladeiras		Cond.Ar	
	velhas	Novas	velhas	Novas	velhas	Novas	velhas	Novas
2001	2,02%	70,00%	2,02%	70,00%	2,02%	70,00%	2,02%	70,00%
2002	2,84%	70,00%	2,84%	70,00%	2,84%	70,00%	2,84%	70,00%
2003	3,96%	70,00%	3,96%	70,00%	3,96%	70,00%	3,96%	70,00%
2004	5,49%	70,00%	5,49%	70,00%	5,49%	70,00%	5,49%	70,00%
2005	7,52%	70,00%	7,52%	70,00%	7,52%	70,00%	7,52%	70,00%
2006	10,17%	70,00%	10,17%	70,00%	10,17%	70,00%	10,17%	70,00%
2007	13,51%	70,00%	13,51%	70,00%	13,51%	70,00%	13,51%	70,00%
2008	17,58%	70,00%	17,58%	70,00%	17,58%	70,00%	17,58%	70,00%
2009	22,25%	70,00%	22,25%	70,00%	22,25%	70,00%	22,25%	70,00%
2010	27,39%	70,00%	27,39%	70,00%	27,39%	70,00%	27,39%	70,00%
2011	32,70%	70,00%	32,70%	70,00%	32,70%	70,00%	32,70%	70,00%
2012	37,65%	70,00%	37,65%	70,00%	37,65%	70,00%	37,65%	70,00%
2013	42,56%	70,00%	42,56%	70,00%	42,56%	70,00%	42,56%	70,00%
2014	46,64%	70,00%	46,64%	70,00%	46,64%	70,00%	46,64%	70,00%
2015	50,00%	70,00%	50,00%	70,00%	50,00%	70,00%	50,00%	70,00%

Fonte: Elaboração própria

A tabela 5.3.10 mostra a projeção do consumo por usos finais para o cenário eficiente

Tabela 5.3.10: Projeção do Consumo por Usos Finais na ZMVS (Cenário Eficiente)

CENÁRIO EFICIENTE - ZMVS						
	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	Outros	Total
2001	11,5	45,7	11,7	212,7	42,0	323,7
2002	11,9	46,2	12,2	224,3	44,7	339,4
2003	12,3	46,6	12,8	235,7	47,3	354,7
2004	12,7	46,8	13,4	247,6	50,1	370,6
2005	13,0	46,8	13,9	259,2	52,9	385,9
2006	13,3	46,5	14,5	271,0	55,8	401,2
2007	13,6	45,9	15,0	282,5	58,7	415,8
2008	13,8	45,0	15,5	293,8	61,6	429,8
2009	14,0	43,8	16,0	304,9	64,4	443,1
2010	14,2	42,3	16,5	315,8	67,3	456,1
2011	14,3	40,8	16,9	326,3	70,1	468,5
2012	14,5	39,3	17,4	336,7	72,9	480,8
2013	14,6	38,0	17,8	347,1	75,7	493,3
2014	14,8	37,0	18,3	357,5	78,3	506,0
2015	15,1	36,3	18,8	367,9	81,0	519,0

Fonte: Elaboração própria

5.3.3.3 Potencial de Eficiência Energética

A economia de energia e capacidade é consequência das trocas de equipamentos de alto consumo por outros de baixo consumo e por substituição de eletricidade por GLP na cocção. Na tabela 5.3.10 e figura 5.3.2 é mostrada a projeção das lâmpadas no cenário de uso eficiente.

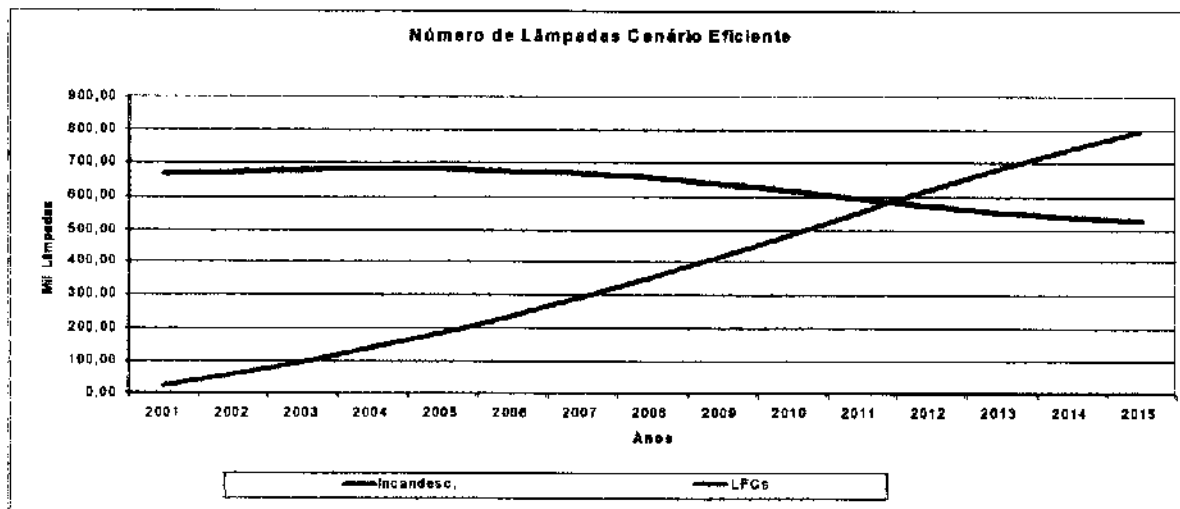
Tabela 5.3.11: Número de lâmpadas no cenário de uso eficiente

	CENÁRIO EFICIENTE	
	Incandesc.	LFCs
2001	663	21
2002	670	57
2003	676	95
2004	679	138
2005	679	183
2006	675	234
2007	666	290
2008	652	350
2009	635	415
2010	614	483
2011	591	551
2012	570	618
2013	551	681
2014	537	739
2015	527	792

Fonte: Elaboração própria

No ano 2015, o número de lâmpadas será de 527.000 incandescentes e 792.000 LFCs. Se as medidas forem aplicadas no ano de 2001, para o ano de 2011 as LFCs igualarão em número às incandescentes.

Figura 5.3.2: Número de lâmpadas no cenário de uso eficiente



Fonte: Elaboração própria

Para propósitos de cálculo, assume-se que no ano de 2000, todos os fogões são elétricos, embora a existência de fogões a gás seja significativa, mas estes não participam do consumo elétrico. A projeção do número de fogões é mostrada na tabela 5.3.12 e figura 5.3.3

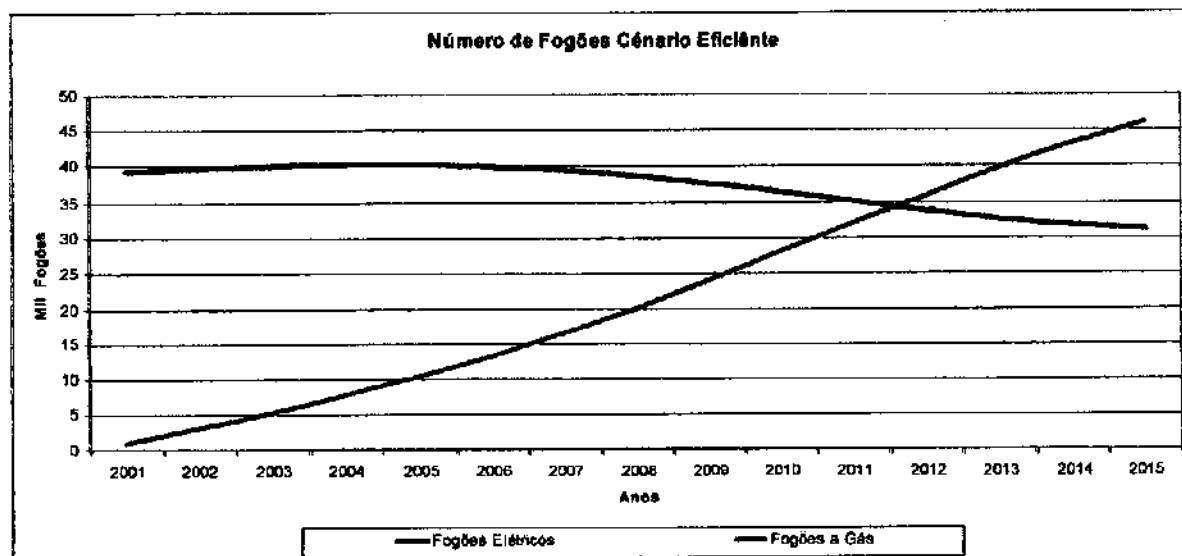
Tabela 5.3.12: Número de fogões no cenário de uso eficiente (mil fogões)

	CENÁRIO EFICIENTE	
	Fogões Elétricos	Fogões a Gás
2001	39	1
2002	40	3
2003	40	5
2004	40	8
2005	40	10
2006	40	13
2007	39	17
2008	39	20
2009	38	24
2010	36	28
2011	35	32
2012	34	36
2013	33	40
2014	32	43
2015	31	46

Fonte: Elaboração própria

No ano 2015, a ZMVS terá 46.000 fogões a gás e os fogões elétricos se reduzirão até 31.000 fogões

Figura 5.3.3: Número de fogões no cenário de uso eficiente (mil fogões)



Fonte: Elaboração própria

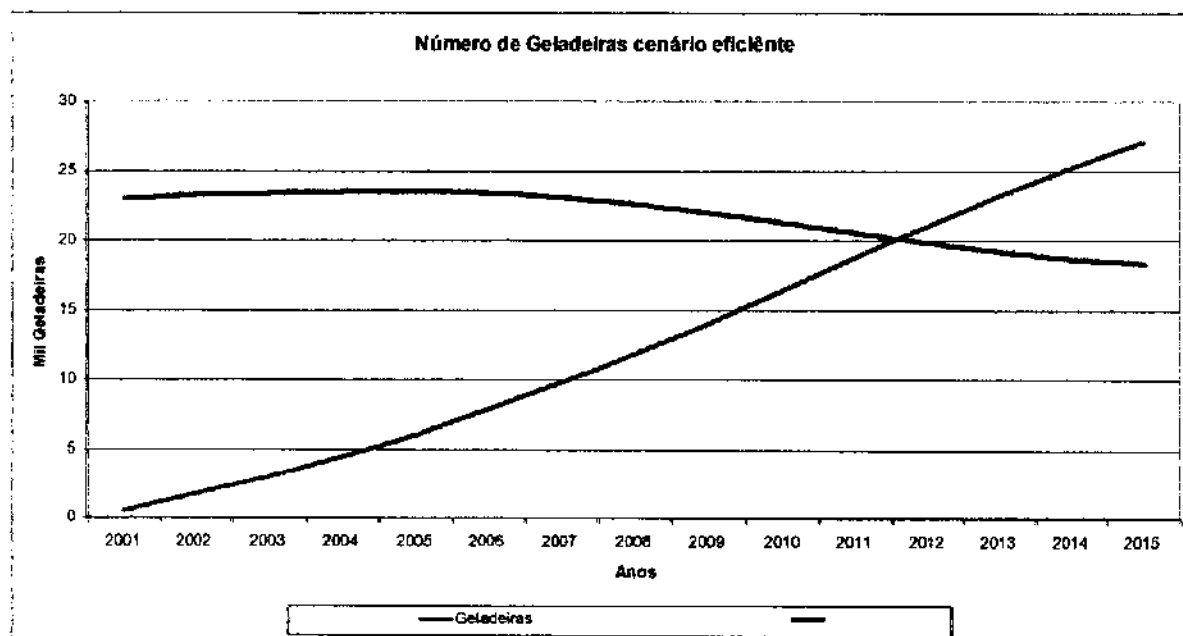
Para determinar o número de geladeiras no ano de 2015, assume-se que as geladeiras existentes no mercado são de alto consumo e que a partir do ano de 2001, as geladeiras eficientes entrarão no mercado. O número de geladeiras é mostrado na tabela 5.3.13.

Tabela 5.3.13: Numero de geladeiras no cenário de uso eficiente

Ano	CENÁRIO EFICIENTE	
	Gel. A.C.	Gel. Eficientes
2001	23,01	0,48
2002	23,27	1,72
2003	23,45	3,02
2004	23,56	4,47
2005	23,55	6,04
2006	23,42	7,79
2007	23,11	9,70
2008	22,64	11,78
2009	22,03	14,01
2010	21,30	16,34
2011	20,53	18,69
2012	19,79	20,99
2013	19,14	23,17
2014	18,63	25,18
2015	18,28	26,99

Fonte: Elaboração própria

Figura 5.3.4: Número de geladeiras no cenário de uso eficiente (mil geladeiras)



Fonte: Elaboração própria

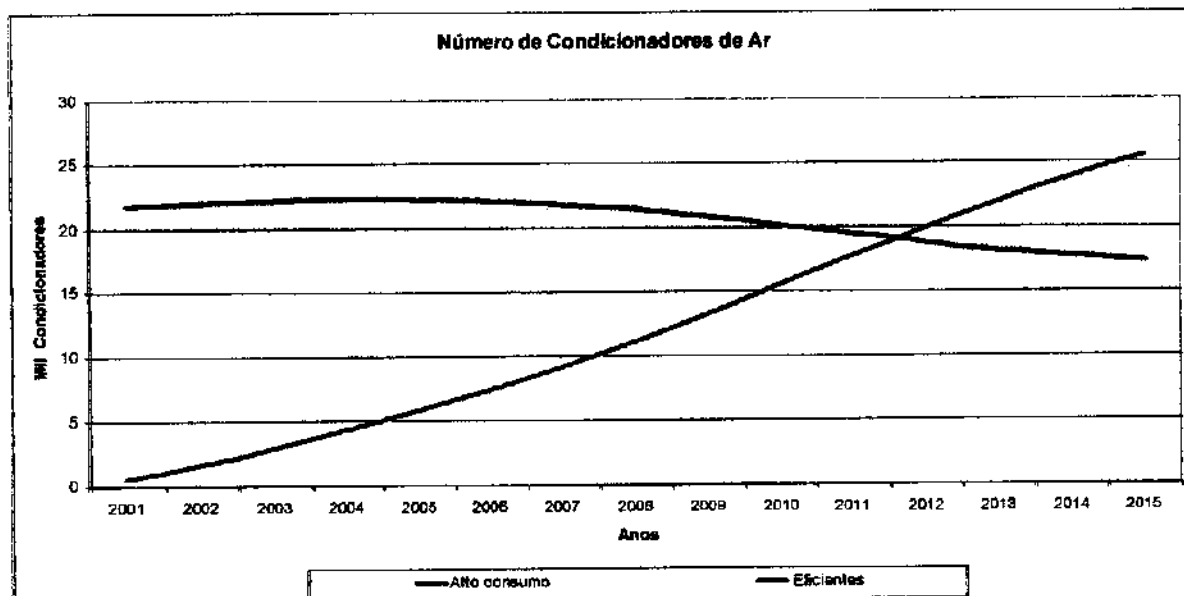
De igual maneira, para a projeção do número de condicionadores de ar, assumiu-se que os condicionadores de ar existentes eram de alto consumo. A projeção (em mil aparelhos) é mostrada na tabela 5.3.14 e figura 5.3.5

Tabela 5.3.14: Número de condicionadores de ar no cenário de uso eficiente

	CENÁRIO EFICIENTE	
	Alto consumo	Eficientes
2001	22	0
2002	22	2
2003	22	3
2004	22	4
2005	22	6
2006	22	7
2007	22	9
2008	21	11
2009	21	13
2010	20	15
2011	19	18
2012	19	20
2013	18	22
2014	18	24
2015	17	26

Fonte: Elaboração própria

Figura 5.3.5: Número de condicionadores de ar cenário eficiente



Fonte: Elaboração própria

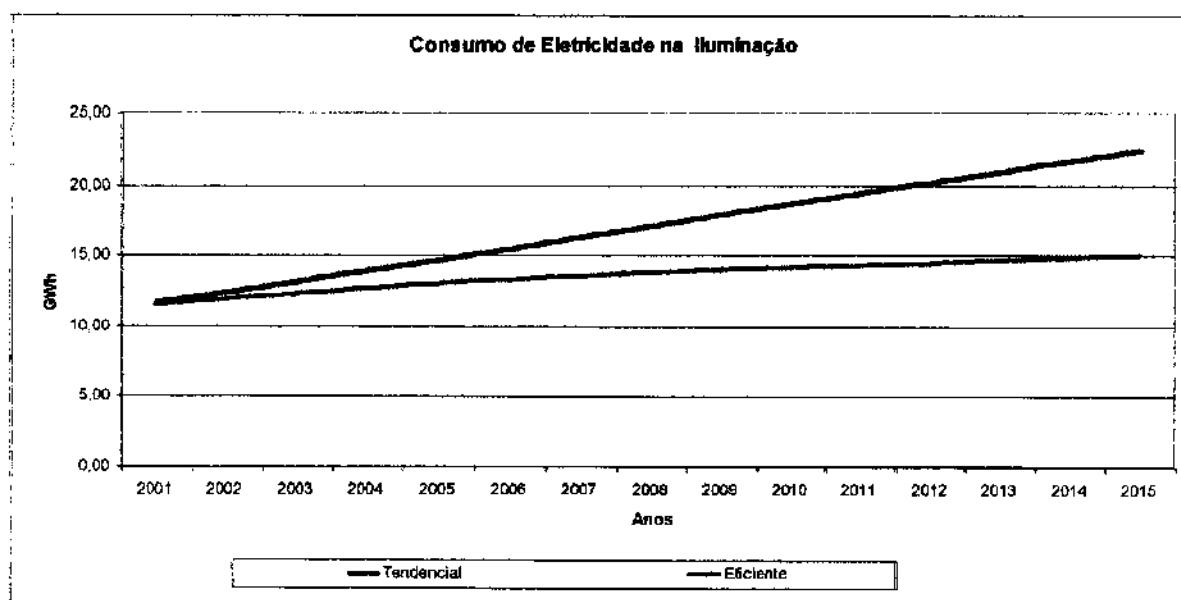
O consumo de energia depois das trocas ou seja no cenário eficiente são mostradas a seguir. No caso da iluminação, o consumo é mostrado na tabela 5.3.15 e na figura 5.3.6

Tabela 5.3.15: Projeção do consumo de energia na iluminação

	CONSUMO ILUMINAÇÃO (GWh)	
	Tendencial	Eficiente
2001	11,65	11,52
2002	12,40	11,93
2003	13,13	12,30
2004	13,91	12,68
2005	14,68	13,02
2006	15,48	13,34
2007	16,28	13,62
2008	17,08	13,85
2009	17,88	14,03
2010	18,68	14,19
2011	19,46	14,33
2012	20,23	14,47
2013	20,99	14,63
2014	21,74	14,82
2015	22,46	15,05

Fonte: Elaboração própria

Figura 5.3.6: Projeção do consumo de energia na iluminação



Fonte: Elaboração própria

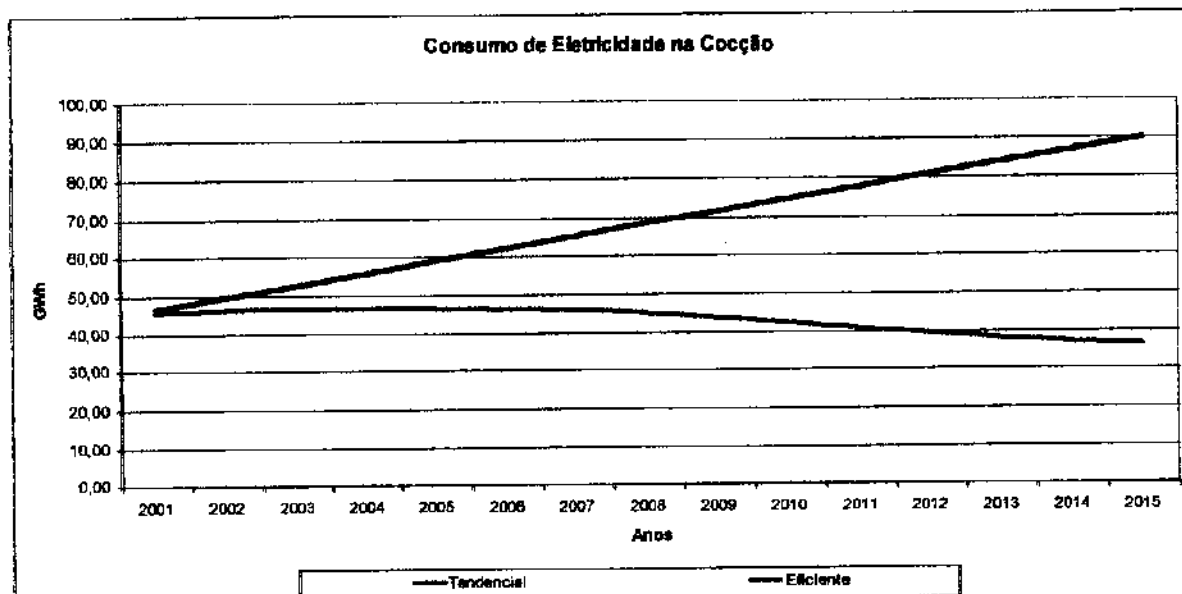
A projeção do consumo na cocção é mostrada na tabela 5.3.16 e na figura 5.3.7

Tabela 5.3.16: Projeção do Consumo na cocção

	CONSUMO NA COCCÃO (GWh)	
	Tendencial	Eficiente
2001	46,67	45,72
2002	49,64	46,24
2003	52,58	46,59
2004	55,70	46,82
2005	58,79	46,80
2006	61,99	46,52
2007	65,18	45,92
2008	68,39	44,99
2009	71,58	43,76
2010	74,79	42,32
2011	77,92	40,78
2012	81,01	39,31
2013	84,06	38,02
2014	87,04	37,01
2015	89,94	36,32

Fonte: Elaboração própria

Figura 5.3.7: Projeção do consumo na cocção



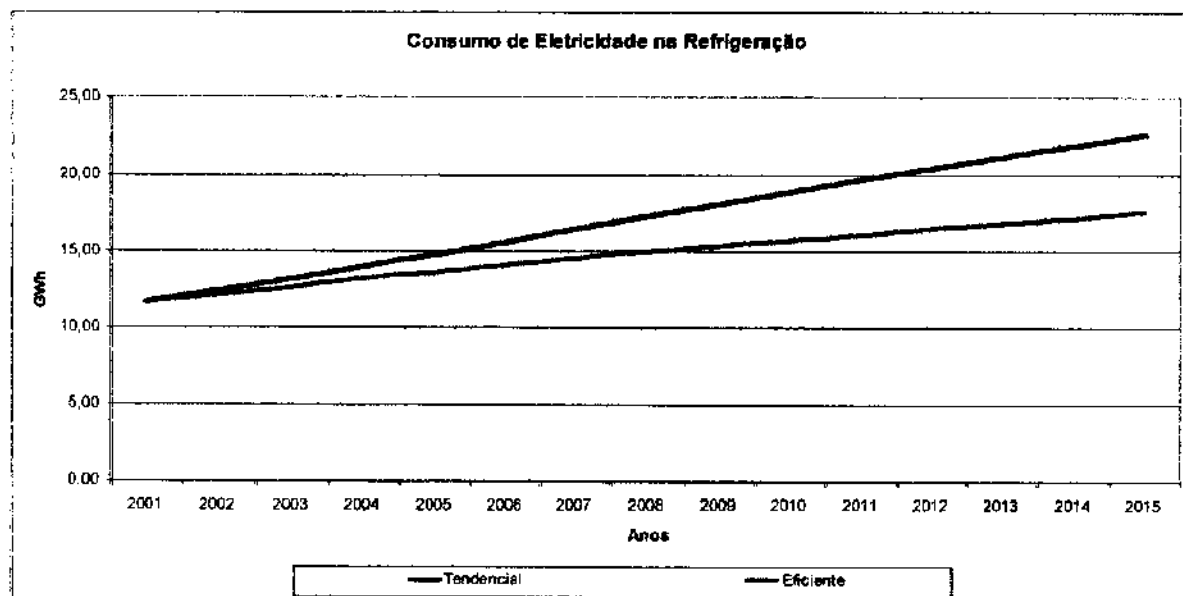
Fonte: Elaboração própria

Tabela 5.3.17: Projeção do consumo na refrigeração

	CONSUMO REFRIGERAÇÃO (GWh)	
	Tendencial	Eficiente
2001	11,75	11,65
2002	12,49	12,17
2003	13,23	12,66
2004	14,02	13,16
2005	14,80	13,64
2006	15,60	14,11
2007	16,41	14,55
2008	17,21	14,96
2009	18,02	15,34
2010	18,82	15,70
2011	19,61	16,04
2012	20,39	16,38
2013	21,16	16,73
2014	21,91	17,10
2015	22,64	17,48

Fonte: Elaboração própria

Figura 5.3.8: Projeção do consumo na refrigeração

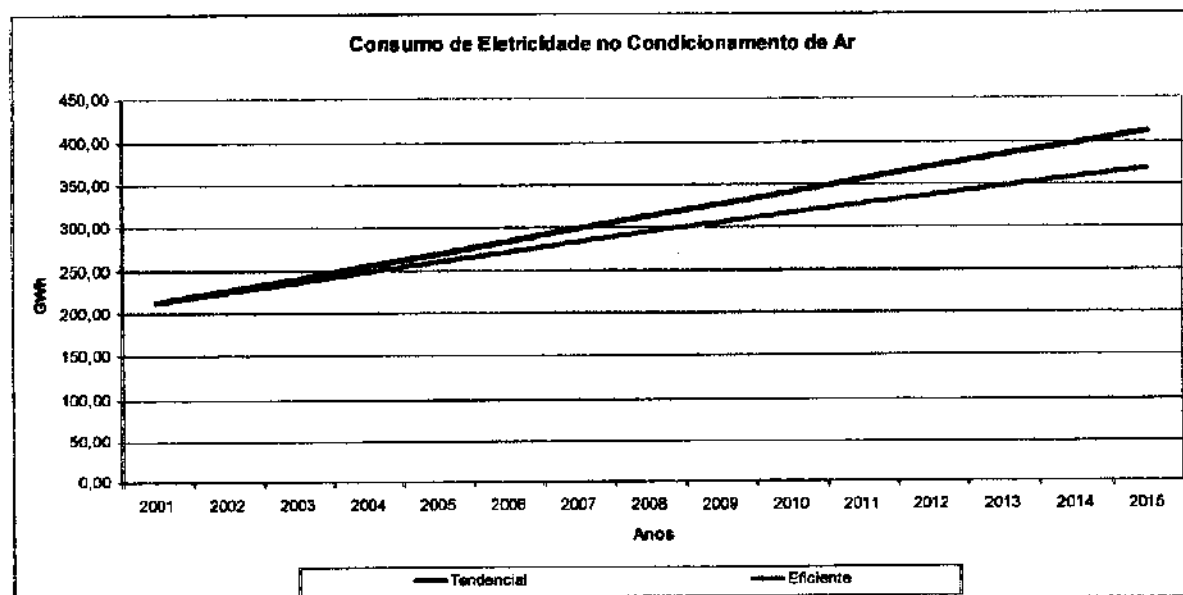


Fonte: Elaboração própria

Tabela 5.3.18: Projeção do consumo no condicionamento de ar

	CONSUMO AR CONDICIONADO (GWh)	
	Tendencial	Eficiente
2001	213,49	212,73
2002	227,11	224,34
2003	240,57	235,70
2004	254,81	247,59
2005	268,97	259,22
2006	283,58	271,02
2007	298,20	282,55
2008	312,87	293,86
2009	327,48	304,87
2010	342,16	315,78
2011	356,48	326,31
2012	370,62	336,74
2013	384,54	347,15
2014	398,17	357,54
2015	411,47	367,91

Fonte: Elaboração própria

Figura 5.3.9: Projeção do consumo no condicionamento de ar

Fonte: Elaboração própria

As trocas de equipamentos, economizam energia e potência tal que para o ano de 2001, primeiro ano de aplicação das ações pelo lado da demanda, estima-se que a economia da energia seria de 1,9 GWh, distribuído da seguinte maneira: 0,1 GWh trocando lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas. A troca de fogões elétricos por outros a gás economizaria 0,9 GWh, a troca de geladeiras economizaria 0,1 GWh e a troca de condicionadores de ar economizaria 0,8 GWh.

Para o ano de 2015, a economia acumulada se estima seja de 774 GWh: 6,8% (52,3 GWh) na iluminação, 48,9% (378,2 GWh) na cocção, 4,7% (36,4 GWh) na refrigeração e 39,7% (307,2 GWh) no condicionamento de ar (ver tabela 5.3.19).

Tabela 5.3.19: Energia Economizada

ENERGIA ECONOMIZADA (MWh)						
	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	Outras	Total
2001	0,1	0,9	0,1	0,8	0,0	1,9
2002	0,5	3,4	0,3	2,8	0,0	7,0
2003	0,8	6,0	0,6	4,9	0,0	12,3
2004	1,2	8,9	0,9	7,2	0,0	18,2
2005	1,7	12,0	1,2	9,7	0,0	24,6
2006	2,1	15,5	1,5	12,6	0,0	31,7
2007	2,7	19,3	1,9	15,7	0,0	39,4
2008	3,2	23,4	2,2	19,0	0,0	47,9
2009	3,8	27,8	2,7	22,6	0,0	56,9
2010	4,5	32,5	3,1	26,4	0,0	66,5
2011	5,1	37,1	3,6	30,2	0,0	76,0
2012	5,8	41,7	4,0	33,9	0,0	85,4
2013	6,4	46,0	4,4	37,4	0,0	94,2
2014	6,9	50,0	4,8	40,6	0,0	102,4
2015	7,4	53,6	5,2	43,6	0,0	109,8
TOTAL	52,3	378,2	36,4	307,2	0,0	774,0

Fonte: Elaboração própria

Quando os usos finais da energia têm uma participação significativa nas horas de ponta do sistema é possível, mediante programas de eficiência energética, reduzir a demanda de potência do sistema. No caso da ZMVS, a participação dos usos nas horas de ponta é considerável, e somente o uso de condicionamento de ar não tem sua demanda máxima coincidente com a ponta do sistema Hondurenho.

Estima-se que, para o ano de 2001, a capacidade economizada ou evitada será de 0,7 MW, distribuído da seguinte maneira: 12,6% (0,1 MW) pela iluminação, 47,4% (0,3 MW) pela cocção, 1,5% (0,01 MW) e 38,1% (0,3 MW) pelo condicionamento de ar.

Para o ano de 2015, a capacidade evitada será de 39,1 MW, onde a troca de lâmpadas evita 5,1 MW, a troca de fogões evita 18,6 MW, a troca de geladeiras evita 0,6 MW e a troca de condicionadores de ar evita 14,9 MW (ver tabela 5.3.20).

Tabela 5.3.20: Capacidade Evitada

	FATOR DE CARGA DE CONSERVAÇÃO (FCC)				Outros	Total
	16,7%	33,0%	100,0%	33,3%		
	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado		
2001	0,1	0,3	0,010	0,3	0,0	0,7
2002	0,3	1,2	0,0	0,9	0,0	2,5
2003	0,6	2,1	0,1	1,7	0,0	4,4
2004	0,8	3,1	0,1	2,5	0,0	6,5
2005	1,1	4,2	0,1	3,3	0,0	8,8
2006	1,5	5,4	0,2	4,3	0,0	11,3
2007	1,8	6,7	0,2	5,4	0,0	14,1
2008	2,2	8,1	0,3	6,5	0,0	17,1
2009	2,6	9,6	0,3	7,7	0,0	20,3
2010	3,1	11,2	0,4	9,0	0,0	23,7
2011	3,5	12,8	0,4	10,3	0,0	27,1
2012	3,9	14,4	0,5	11,6	0,0	30,4
2013	4,4	15,9	0,5	12,8	0,0	33,6
2014	4,7	17,3	0,5	13,9	0,0	36,5
2015	5,1	18,6	0,6	14,9	0,0	39,1
TOTAL	5,1	18,6	0,6	14,9	0,0	39,1

Fonte: Elaboração própria

5.4 Integração de Recursos

5.4.1 Seleção de Alternativas segundo o FCC

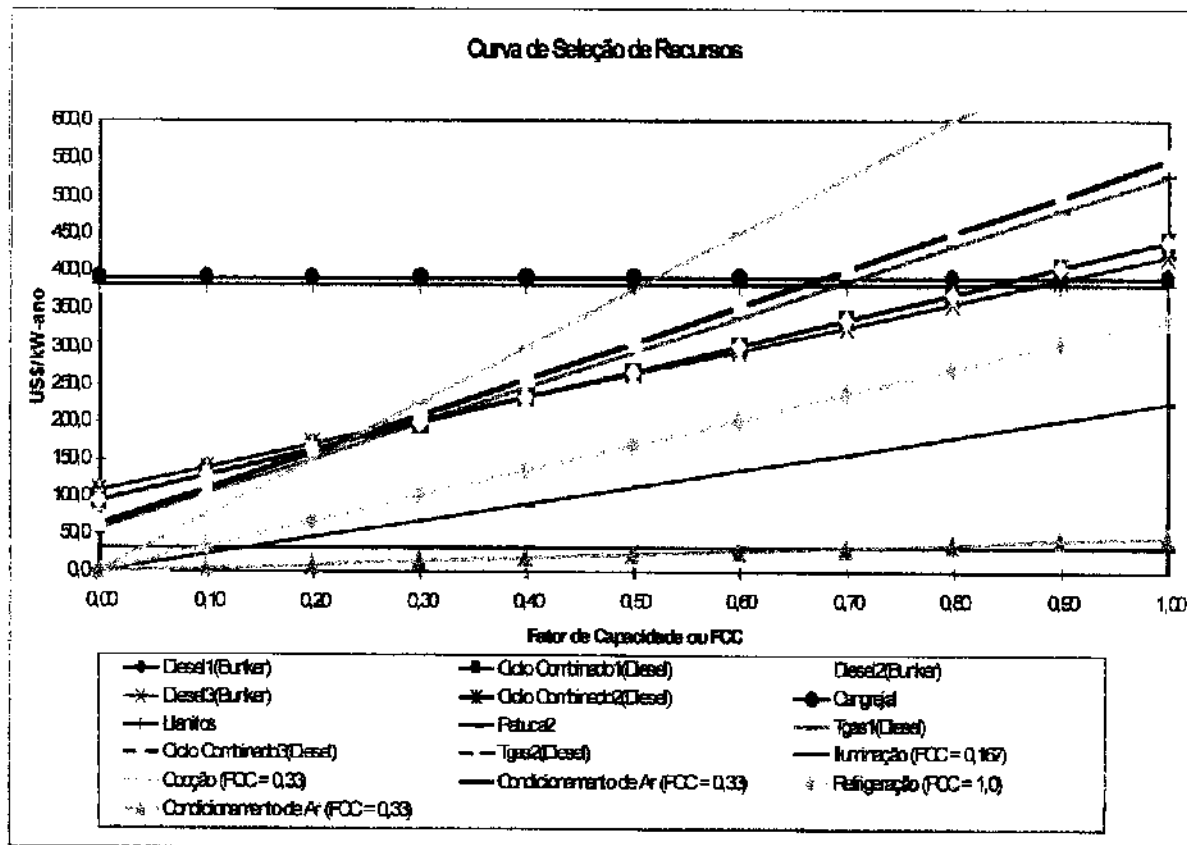
As alternativas pelo lado da oferta e as alternativas pelo lado da demanda podem ser comparados numa mesma base, mediante a curva de seleção, que consiste em alocar em uma mesma figura os seus custos totais por kW-ano, segundo o fator de conservação de capacidade (ver tabela 5.4.1 e figura 5.4.1)

Tabela 5.4.1: Curva de seleção de recursos segundo o FCC ou FC

CURVA DE SELEÇÃO DE RECURSOS SEGUNDO O FCC												
		FATOR DE CAPACIDADE OU FCC										
		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
F	Descof(Descof)	108,6	127,7	170,9	202,1	233,3	264,4	295,6	326,7	357,9	389,1	420,2
	Ciclo Carvão(4)Descof	95,1	127,7	162,3	196,9	231,5	266,2	300,8	335,4	370,0	404,6	439,2
	Descof(Descof)	108,6	127,7	170,9	202,1	233,3	264,4	295,6	326,7	357,9	389,1	420,2
	Descof(Descof)	108,6	127,7	170,9	202,1	233,3	264,4	295,6	326,7	357,9	389,1	420,2
	Ciclo Carvão(2)Descof	95,1	127,7	162,3	196,9	231,5	266,2	300,8	335,4	370,0	404,6	439,2
	Carvão(1)	390,1	390,1	390,1	390,1	390,1	390,1	390,1	390,1	390,1	390,1	390,1
	Linhas	367,3	367,3	367,3	367,3	367,3	367,3	367,3	367,3	367,3	367,3	367,3
	Platacal	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4
	Tipos(Descof)	35,9	102,1	150,3	197,5	244,7	291,9	339,1	386,3	433,5	480,7	527,9
	Ciclo Carvão(3)Descof	95,1	127,7	162,3	196,9	231,5	266,2	300,8	335,4	370,0	404,6	439,2
Tipos(Descof)	92,1	102,1	150,3	197,5	244,7	291,9	339,1	386,3	433,5	480,7	527,9	
E	Refrigeração (FCC=0,167)	0,0	22,4	44,7	67,1	89,5	111,9	134,2	156,6	179,0	201,3	223,7
	Cocção (FCC=0,33)	0,0	71,9	143,9	215,8	287,8	359,7	431,7	503,6	575,6	647,5	719,5
	Refrigeração (FCC=1,0)	0,0	33,7	67,3	101,0	134,7	168,3	202,0	235,7	269,4	303,0	336,7
Condicionamento de Ar (FCC=0,33)		0,0	4,5	9,1	13,6	18,1	22,6	27,2	31,7	36,2	40,7	45,3

Fonte: Elaboração própria

Figura 5.4.1: Curva de seleção de recursos segundo o FCC ou FC



Fonte: Elaboração própria

As usinas hidrelétricas são representadas por linhas retas paralelas ao eixo, por terem somente custos fixos. A hidrelétrica de Patuca-2 tem o menor custo fixo e a hidrelétrica de Cangrejal tem o maior custo fixo das usinas hidrelétricas do plano de expansão.

Para baixos fatores de capacidade, as turbinas a gás são as mais econômicas e os motores diesel de média velocidade são os mais caros. Com fatores de capacidade altos, os motores diesel de média velocidade são os mais econômicos e as turbinas a gás são os mais caros.

Para todos os fatores de capacidade, os programas de condicionamento de ar, iluminação e refrigeração, mostram ser mais atraentes que as usinas do plano de expansão, exceto a usina hidrelétrica de Patuca-2, que a partir de um fator de capacidade de 15% mostra ser a usina mais barata do plano de expansão e do que os

programas de eficiência energética. No entanto, os programas de eficiência energética podem competir com as demais..

O programa de cocção, mostra ser mais atraente do que as usinas hidrelétricas de Cangrejal e Los Llanitos, para fatores de capacidade menores de 50%.

5.4.2 Comparação entre os programas de eficiência energética e as usinas existentes

Os programas de eficiência energética podem ser comparados ainda com as usinas existentes, principalmente com as usinas dos geradores independentes, cujas vendas de energia à ENEE têm custos fixos e variáveis.

A figura 5.4.2 mostra a curva de seleção para usinas existentes. Mostra-se que para todos os fatores de capacidade, o condicionamento de ar e a iluminação são mais atraentes do que as opções da oferta. A refrigeração mostra ser mais atraente que EMCE2 e Lufusa2 para fatores de conservação de capacidade menores a 50%.

A usina de Lufusa mostra-se como a mais cara para todos os fatores de capacidade, sendo superada pela cocção a partir de um fator de capacidade de 75%.

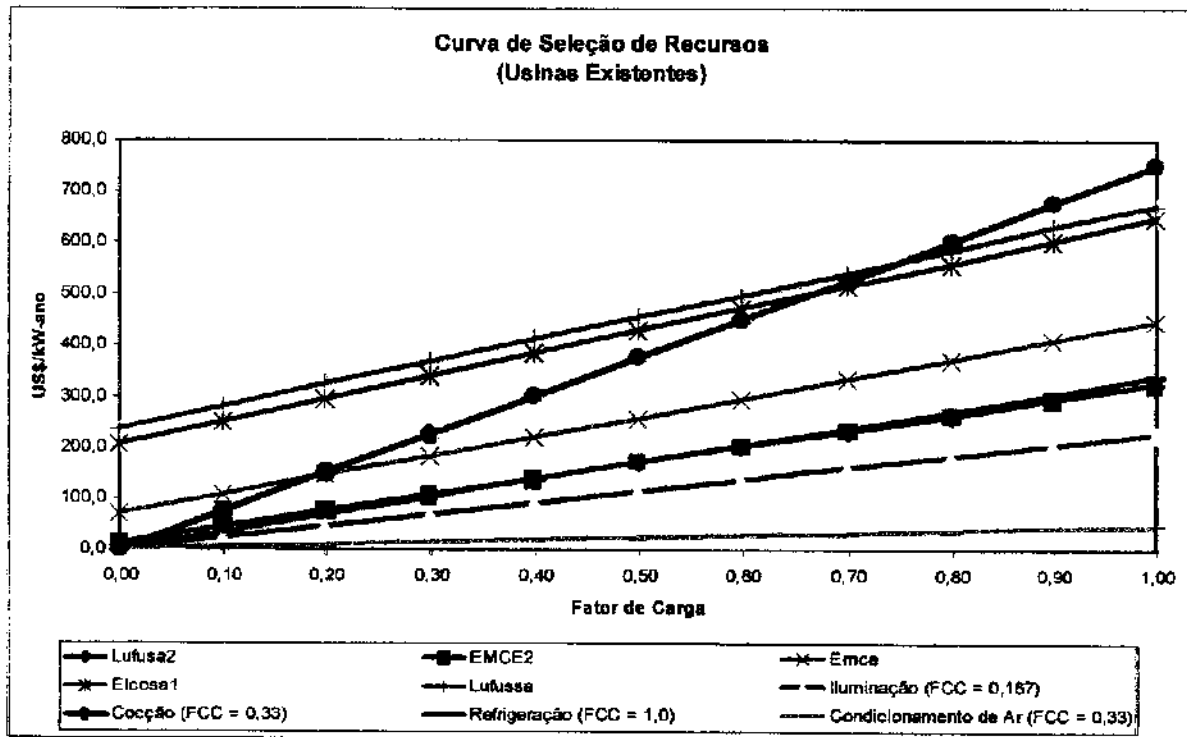
Tabela 5.4.2: Curva de Seleção de recursos com Usinas Existentes

		CURVA DE SELEÇÃO DE RECURSOS SEGUNDO O FCC										
		FACTOR DE CAPACIDADE										
		0,0	0,25	0,50	0,75	0,80	0,90	0,95	0,98	0,99	1,00	
E	Lufusa2	123	435	746	968	1369	168,1	199,3	230,4	261,6	292,7	323,9
*	EMCE2	123	435	746	968	1369	168,1	199,3	230,4	261,6	292,7	323,9
i	Emca	68,8	105,6	142,2	198,7	280,3	355,9	431,5	507,1	582,6	658,2	733,8
o	Etanet	305,2	349,3	393,4	337,4	381,5	425,5	469,6	513,7	557,7	601,8	645,9
t	Lufusa	235,1	295,5	323,8	355,1	408,9	453,1	497,3	541,2	585,7	627,7	670,6
E	Iluminação (FCC=0,167)	0,0	22,1	44,2	67,1	88,5	111,9	134,2	156,6	179,0	201,3	223,7
E	Cocção (FCC=0,33)	0,0	74,9	149,9	224,8	299,5	374,7	449,7	524,6	599,5	674,5	749,5
E	Refrigeração (FCC=1,0)	0,0	31,7	67,3	103,0	138,7	181,3	224,8	267,7	310,4	353,0	395,7
	Condicionamento de Ar (FCC=0,33)	0,0	45	91	136	181	226	272	317	362	407	453

Fonte: Elaboração própria

Dos programas de eficiência energética, o da cocção resulta ser o mais caro e o programa de condicionamento de ar parece ser o mais barato. A tabela 5.4.2 e figura 5.4.2 mostram a curva de seleção segundo o fator de capacidade ou FCC com usinas existentes

Figura 5.4.2: Curva de Seleção de recursos com Usinas Existentes



Fonte: Elaboração própria

5.4.3 Integração de Recursos pela Curva Cumulativa

Como uma primeira avaliação das prioridades de implementação dos programas de eficiência energética, pode-se ordenar o custo da energia conservada destes programas e as energias conservadas associadas. A figura é chamada de curva cumulativa de recursos.

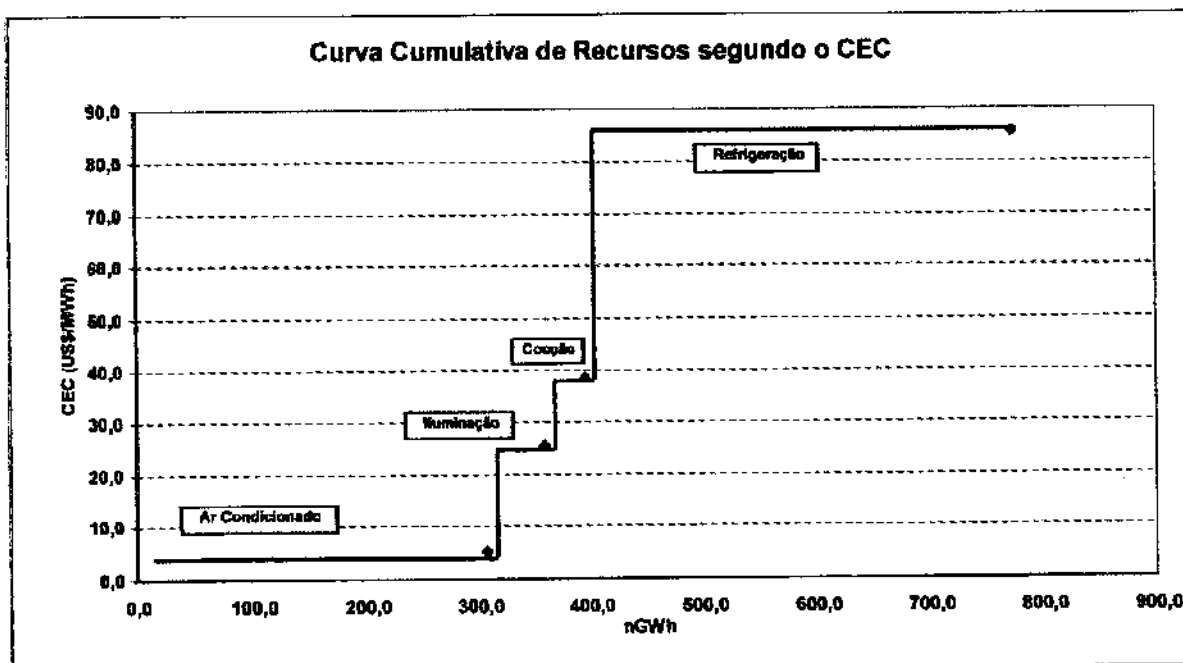
A priorização dos programas de eficiência energética segundo o custo da energia conservada é mostrada na tabela 5.4.5 e na figuras 5.4.3..

Tabela 5.4.3: Dados para a curva cumulativa de recursos

Curva cumulativa de recursos			
	EC (GWh)	CEC (US\$/MWh)	IEC (pu)
Condicionamento de ar	307,2	5,17	0,14
Iluminação	359,5	25,54	0,34
Refrigeração	395,8	38,44	3,10
Cocção	774,0	85,56	2,28

Fonte: Elaboração própria

Figura 5.4.3: Curva cumulativa de recursos segundo o CEC

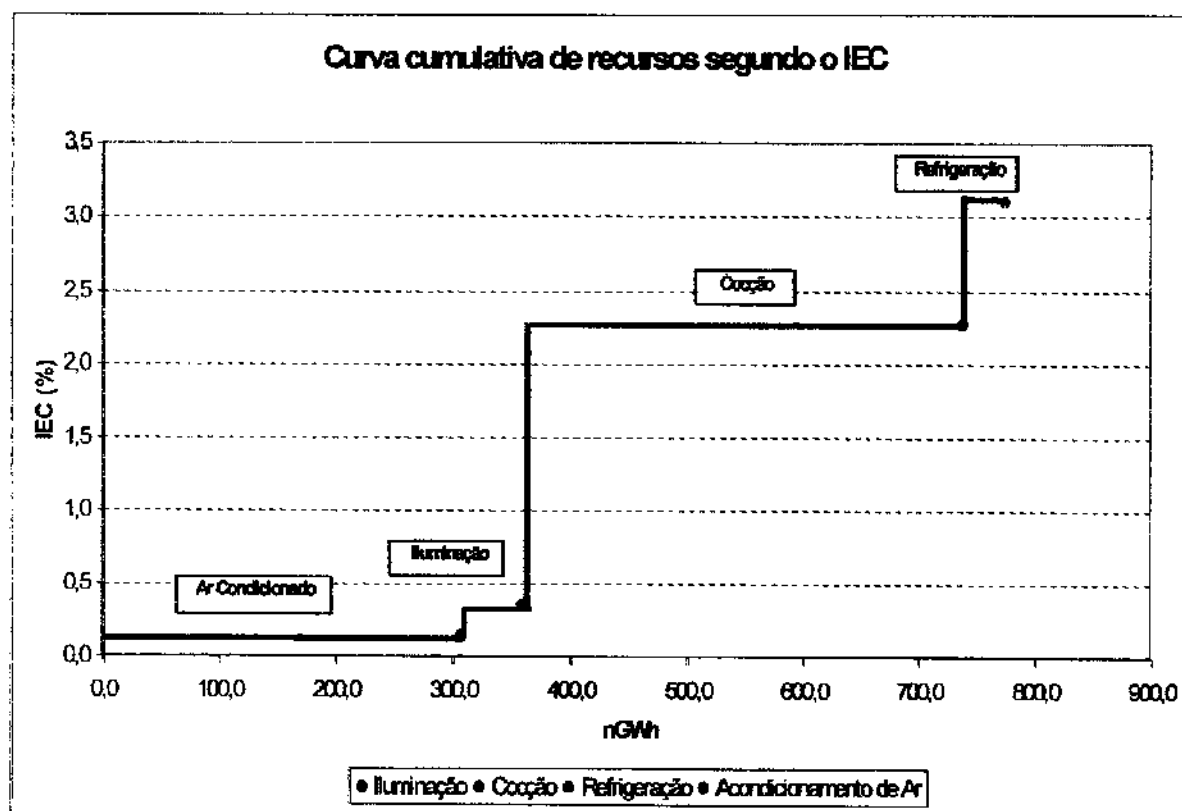


Fonte: Elaboração própria

Outra priorização dos programas de eficiência energética pode dar-se de acordo com o índice de efetividade de custo (IEC), para cada alternativa do plano de expansão. Esta priorização não necessariamente coincide com a priorização dos programas de acordo ao CEC.

Como exemplo, pode-se escolher o MSD, motor que entrará no sistema hondurenho no ano de 2001. Seu custo fixo se estima em 108,6 US\$/kW-ano (ver tabela 5.4.3 e figura 5.4.4).

Figura 5.4.4: Curva cumulativa de recursos segundo o IEC



Fonte: Elaboração própria

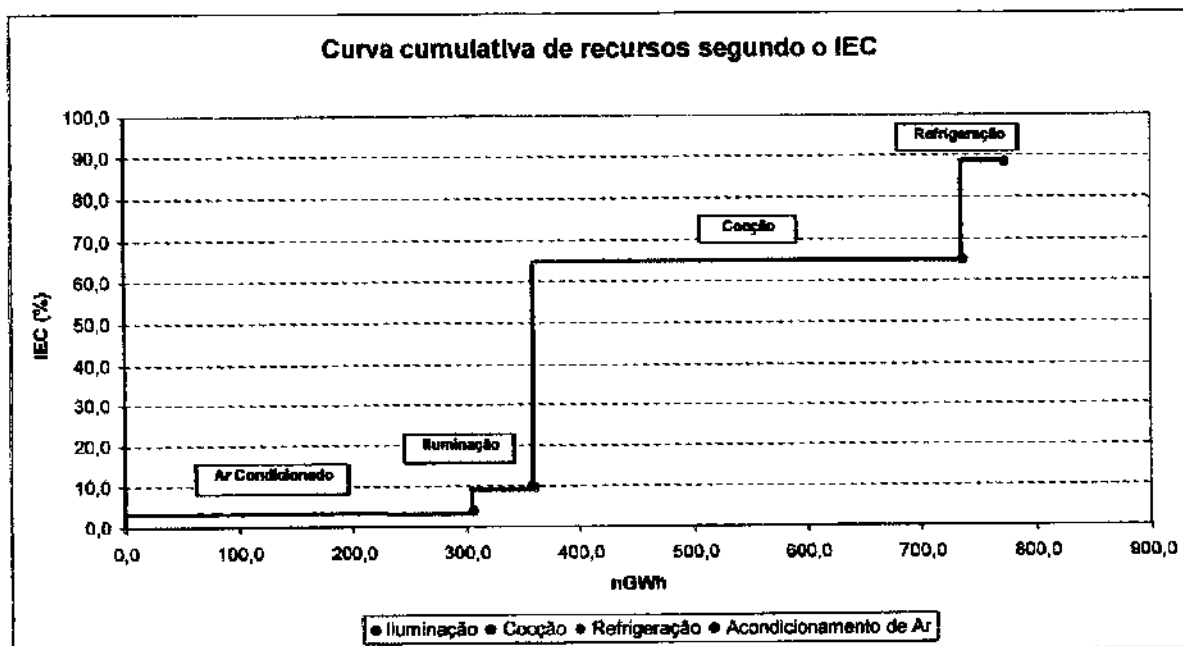
Também, pode-se escolher como referencia a usina hidrelétrica “Los Llanitos” com capacidade de 94 MW, a entrar em 2006, e cujo custo fixo se estima em 381,3 US\$/kW-ano (ver tabela 5.4.4 e figura 5.4.5).

Tabela 5.4.4: Dados para a curva cumulativa de recursos tomando a usina de “Los Llanitos” de referencia

Curva cumulativa de recursos		
Usina de referencia: Los Llanitos	381,34 US\$/kW-ano	
	EC (GWh)	IEC (pu)
Acondicionamento de Ar	307,2	0,04
Iluminação	359,5	0,10
Cocção	737,7	0,65
Refrigeração	774,0	0,88

Fonte: Elaboração própria

Figura 5.4.5: Curva cumulativa de recursos segundo o IEC



Fonte: Elaboração própria

CAPÍTULO VI

IMPACTO DO PIR NAS EMISSÕES DE POLUENTES AMBIENTAIS EM HONDURAS

6.1 Introdução

Em países onde o combustível fóssil é usado predominantemente, os impactos mais sérios provenientes da geração elétrica são as emissões de gases na atmosfera como subprodutos da combustão (Jannuzzi, 1997).

Algumas emissões resultam de impurezas existentes nos combustíveis, tais como particulados e dióxido de enxofre do carvão; outras vêm do ar usado no processo de combustão, como os óxidos de nitrogênio; e algumas são os produtos finais inerentes da combustão de hidrocarbonetos, tais como o óxido de carbono e o vapor de água, embora o último seja raramente um problema.

O NO_x emitido pelas usinas termoelétricas inclui, na maior parte, o NO e em alguns casos o N_2O . O NO_x reage com pequenas concentrações de hidrocarbonetos na presença da luz do sol para formar o ozônio e outros constituintes do "smog" fotoquímico.

Embora ainda não exista regulamentação, as crescentes emissões atmosféricas de dióxido de carbono aumentaram as preocupações com a ameaça potencial de mudanças climáticas globais. A principal fonte de CO_2 é a combustão de combustível fóssil e as companhias elétricas contribuem com cerca de um terço das emissões globais de CO_2 .

As companhias elétricas que utilizam carvão produzem a maioria das emissões, pois o carvão produz 24 kg de carbono por GJ de energia, comparado com 20 kg/GJ do gás natural.

De acordo com o Tratado da Convenção Climática, o FCCC (Framework Convention on Climate Change), os países industrializados devem criar comitês voluntários para estabilizar ou reduzir as emissões futuras de carbono. Para estabilizar a concentração global de CO₂ na atmosfera, as emissões dos países em desenvolvimento também devem ser eventualmente limitadas. Como resultado varias nações e esforços multilaterais estão a caminho para identificar as opções de redução de emissão e desenvolver estratégias nacionais nos países em desenvolvimento. As tecnologias mais eficientes e uso de fontes renováveis são componentes-chave de tais estratégias.

Os países industrializados são os maiores responsáveis pela ameaça da mudança climática existente e possuem também a maioria dos recursos financeiros e tecnológicos para controle das emissões. O FCCC fornece mecanismos para transferências desses recursos para países em desenvolvimento. Neste contexto o PIR pode dar um panorama ideal para priorizar estas opções.

O PIR pode comparar o potencial de oferta de energia e opções pelo lado da demanda tanto em bases econômicas quanto ambientais.

Cada kWh de eletricidade produzido pode estar associado a taxas de emissões, para cada poluente, através de um fator de emissão. O fator de emissão é a relação das emissões de poluentes pela energia produzida ou o combustível consumido, sendo expresso em unidades de toneladas por unidade de energia.

Para determinar as emissões é preciso conhecer as previsões da oferta segundo as companhias de eletricidade.

Neste trabalho far-se-á a análise em quatro cenários , assim :

1. Cenário Térmico
2. Cenário Médio
3. Cenário Médio + Eficiência Energética
4. Cenário Médio + Eficiência Energética + Fontes Renováveis.

O cenário térmico, pretende fazer uma indicação do que aconteceria se as necessidades de energia fossem cobertas mediante energia puramente térmica.

O cenário médio, consiste do Plano de Expansão Indicativo da ENEE, onde inclui projetos hidrelétricos e tecnologias de produção novas no sistema, como ciclos combinados.

O cenário médio mais eficiência energética, pretende contabilizar a redução de poluentes ambientais pela inclusão de ações pelo lado da demanda.

O Cenário Médio + Eficiência Energética + Fontes Renováveis, pretende determinar o impacto quanto à redução de emissões ao incluir fontes renováveis e ações pelo lado da demanda.

6.2 Cenário Térmico

6.2.1 Balanço de Energia

Para determinar as emissões potenciais, é preciso conhecer a energia gerada pelas usinas nos diferentes cenários. A energia gerada depende do tipo de tecnologia envolvida e é tabulada em balanços. O balanço de energia tanto das usinas existentes quanto das usinas futuras é mostrado na tabela 6.2.1

As MSD são usinas novas compostas por motores diesel de media velocidade de 12 MW cada, o combustível usado é o chamado "Bunker". As TGAS AD são as novas

turbinas a gás aeroderivativas que queimam óleo diesel e as de Ciclo Combinado consistem de usinas a ciclo combinado queimando óleo diesel.

Tabela 6.2.1: Balanço de Energia por Usina

BALANÇO DE ENERGIA E EMISSÕES CENÁRIO TÉCNICO																
ENERGIA CENÁRIO (GWh)																
ANO →	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
USINAS HIDRELÉTRICAS																
EL CAJON	1.823,9	1.544,8	1.228,5	1.592,7	1.297,1	1.431,5	1.491,7	1.952,9	1.198,3	1.292,4	1.399,1	1.299,1	1.261,5	1.110,4	1.184,8	19.947,9
RIO LINDO	531,5	528,7	531,2	531,9	531,2	524,8	519,9	474,8	502,3	517,8	527,7	528,7	531,4	518,7	524,7	7.612,6
CAMBRESAL	231,4	228,9	230,7	223,7	225,8	206,6	214,8	175,3	204,4	214,3	212,1	199,2	213,3	215,7	210,8	3.782,1
NEPERO	57,8	57,3	61,3	52,1	61,4	57,5	61,4	33,8	36,8	44,8	53,0	49,3	56,1	50,8	51,0	798,7
S ^{TA} MARIA DEL REYL	0,0	0,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	60,0
CAMBRESAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PATUCA 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PATUCA 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ILANTOS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUBTOTAL	2.444,3	2.362,7	2.057,9	2.415,4	2.190,5	2.225,4	2.292,9	3.048,8	1.851,8	2.094,4	2.196,9	2.091,3	2.047,2	1.997,7	1.971,2	31.822,2
USINAS TÉRMICAS																
TEGAS ENEE	34,1	27,7	18,2	12,8	7,1	27,7	7,1	0,0	0,2	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	129,5
<i>Subtotal ENEE</i>	34,1	27,7	18,2	12,8	7,1	27,7	7,1	0,0	0,2	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	129,5
LUFUSSA	19,1	18,4	0,0	1,3	0,0	18,4	17,8	0,0	0,1	15,0	37,3	0,0	0,0	0,0	0,0	176,8
LUFUSSA II	588,3	588,8	641,8	384,7	171,8	138,9	141,3	28,7	79,8	117,7	117,5	64,2	105,4	18,1	68,1	3.097,3
EBCE	179,8	148,8	114,8	118,0	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	588,2
EBCE II	431,8	412,2	244,3	189,0	122,3	95,9	88,8	7,2	18,8	85,3	86,1	14,3	48,8	1,3	16,7	1.834,4
ELCOSA	117,3	119,9	47,9	78,4	83,3	78,1	85,8	0,0	0,0	1,3	31,9	0,0	0,0	0,0	0,0	544,3
ABRENDA	282,2	288,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	541,1
MS DIESEL	0,0	147,3	647,7	861,8	1.048,1	1.116,8	1.198,8	1.697,7	1.782,1	1.712,8	1.772,9	2.087,4	2.171,4	2.444,9	2.558,3	20.006,6
TEGAS AD	0,0	73,8	323,9	348,9	524,8	582,3	586,4	882,4	861,8	868,4	898,4	1.033,7	1.086,7	1.222,4	1.278,1	16.430,3
C COMBINADO	0,0	147,3	647,7	861,8	1.048,1	1.116,8	1.198,8	1.697,7	1.782,1	1.712,8	1.772,9	2.087,4	2.171,4	2.444,9	2.558,3	20.006,6
<i>Subtotal Provindo</i>	1.977,4	1.938,8	2.377,3	2.438,6	3.003,7	3.144,8	3.311,2	4.837,5	4.754,0	4.498,4	4.705,0	5.244,0	5.592,8	6.132,7	6.467,4	58.951,1
IMPORTACION	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUBTOTAL	1.831,4	1.988,6	2.847,8	2.488,0	3.012,8	3.142,5	3.318,3	4.837,5	4.754,2	4.471,9	4.708,9	5.244,0	5.592,8	6.132,7	6.467,4	58.948,0
TOTAL	4.075,7	4.351,3	4.905,4	4.903,4	5.203,3	5.367,9	5.636,3	5.876,6	6.265,7	6.546,3	6.905,9	7.335,7	7.639,0	8.230,4	8.438,6	90.770,9

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Para o ano 2014, a geração de eletricidade alcança o valor acumulado de 90.906,8 GWh, dos quais 35,0% (31.822,2 GWh) são fornecidos pelas usinas hidrelétricas e 65,0% (59.084,6 GWh) pelas usinas térmicas, onde as novas usinas participam com 57,4% (52.151,5 GWh) da energia acumulada.

Emissões de Poluentes

Uma vez feito o balanço de energia para todos os anos do planejamento é preciso determinar os fatores de emissão.

Neste trabalho os fatores adotados foram obtidos de documentos da FCCC conforme é mostrado na tabela 6.2.2

Tabela 6.2.2: Fatores de Emissão

Fatores de emissão				
	Ton de C/TJ	Ton de CO ₂ /TJ	Ton de N ₂ O/TJ	Ton de NO _x /TJ
Diesel	20,2	74,07	0,6	0,2
Bunker	21,1	77,37	0,6	0,2

Fonte: Elaboração própria

Ditos fatores foram referenciados a cada usina térmica do sistema elétrico hondurenho segundo a sua eficiência na produção de eletricidade, da seguinte maneira

$$EP = CC * FE * PC * FC \quad (6.1.1)$$

Onde:

EP: Emissão de poluente (Toneladas de CO₂, CO, N₂O, NO_x)

CC: Consumo de combustível (litros)

FE: Fator de emissão (Toneladas de CO₂/TJ)

PC: Poder calorífico (kcal/litro)

FC: Fator de conversão de Joule -->cal

Tabela 6.2.3: Poder calorífico e rendimento das usinas

Poder Calorífico e Rendimento		
Diesel	9.214	Kcal/lit
Bunker	10.064	Kcal/lit
Carbón	5.942	Kcal/kg
Mwh_elc1	2.033.097	kcal/MWh mec
Mwh_elc2	2.033.097	kcal/MWh mec
Mwh_emc1	2.382.271	kcal/MWh mec
Mwh_luf	2.654.321	kcal/MWh mec
Mwh_120	2.000.000	kcal/MWh mec

Fonte: Elaboração própria

O poder calorífico utilizado neste trabalho corresponde ao óleo diesel e óleo residual e às eficiências das usinas do sistema (ver tabela 6.2.3).

Como resultado da equação 6.1.1 e das energias geradas correspondentes ao consumo de combustível determinam-se os fatores de emissão por GWh (ver tabela 6.2.4):

Tabela 6.2.4: Fatores de Emissão por Usina

Fator de Emissão (10³ Toneladas/GWh)				
GEE	CO₂	CO	N₂O	NO_x
USINAS TÉRMICAS				
TGAS DE ENEE (Diesel)	0,9710	0,0001	0,0000	0,0026
LUFUSSA (Diesel)	0,8144	0,0002	0,0000	0,0022
LUFUSSA II (Diesel)	0,6409	0,0001	0,0000	0,0017
EMCE (Bunker)	0,7634	0,0001	0,0000	0,0020
EMCE II (Bunker)	0,6409	0,0001	0,0000	0,0017
ELCOSA (Bunker)	0,6516	0,0001	0,0000	0,0017
ARRENDA (Diesel)	0,6891	0,0001	0,0000	0,0019
MS DIESEL (Bunker)	0,7793	0,0002	0,0000	0,0020
TGAS AD (Diesel)	0,8746	0,0002	0,0000	0,0024
C COMBINADO (Diesel)	0,6016	0,0001	0,0000	0,0016
Media	0,7421	0,0001	0,0000	0,0020

Fonte: Elaboração própria

Como resultado de multiplicar este fator pela energia que cada usina fornece ao longo do tempo, determinam-se as quantidades totais de poluentes ou GEE (Gases Efeito Estufa).

A operação das usinas no cenário térmico produz emissões acumuladas de CO₂ de 42.534,9 mil toneladas, cuja distribuição é a seguinte: as turbinas da ENEE que queimam óleo diesel produzem 3% (125,7 mil toneladas); as usinas dos geradores privados de Lufussa e Lufussa II; Emce e Emce II; Arrendamiento e Elcosa emitem 10,5% (4.480,3 mil toneladas) e as novas usinas produzem 89,2% (37.928,8 mil toneladas), como se pode ver na tabela 6.2.5

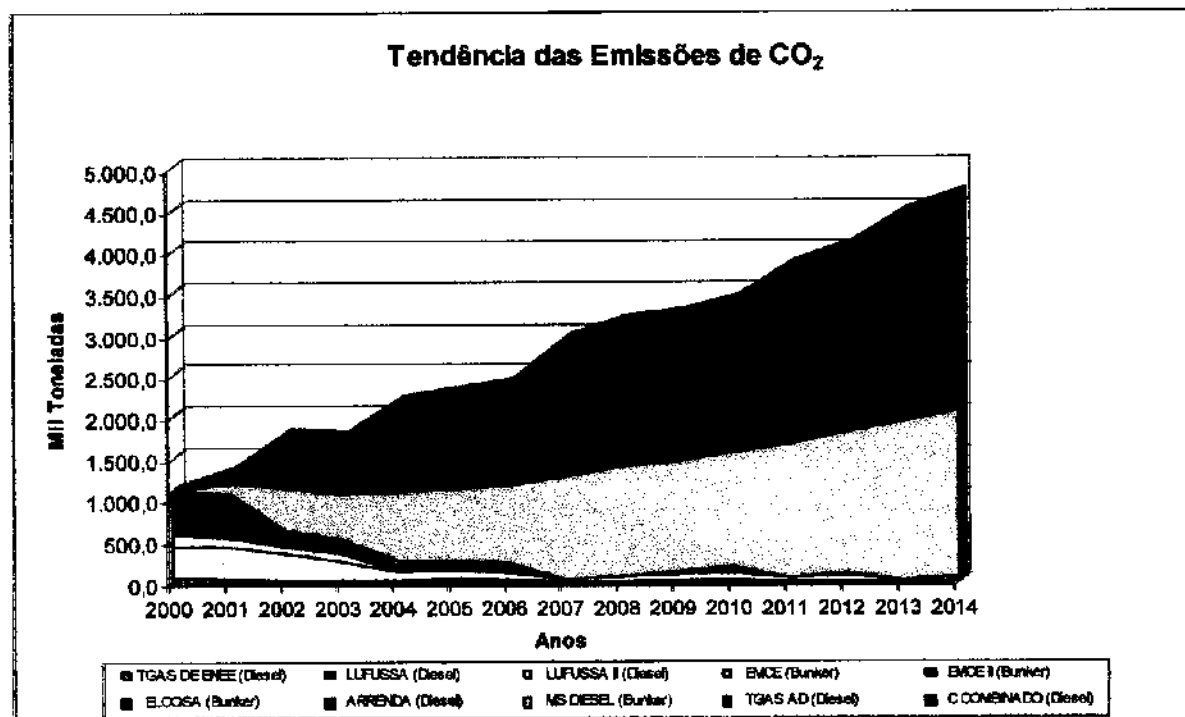
Tabela 6.2.5: Emissões de CO₂

Emissões de CO ₂ (Mil Toneladas)																
ANO →	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
USINAS TÊRMICAS																
TGAS DE ENEE (Diesel)	33,6	28,9	8,5	12,4	5,9	36,2	5,9	0,0	0,1	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	125,7
LUFUSSA (Diesel)	15,0	14,0	0,0	1,1	0,0	0,5	13,0	0,0	0,0	10,8	30,5	0,0	0,0	0,0	0,0	95,1
LUFUSSA II (Diesel)	377,7	370,5	327,5	233,7	110,1	88,1	88,0	10,4	51,2	75,4	75,3	38,2	67,5	12,3	38,5	1.965,2
ENCE (Bunker)	137,1	113,0	67,7	90,1	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	434,5
ENCE II (Bunker)	276,8	284,2	158,0	121,2	78,4	61,5	57,7	4,6	12,1	35,4	66,2	9,2	31,4	0,0	10,7	1.179,7
ELOOSA (Bunker)	78,4	78,1	31,2	51,8	54,3	50,9	56,0	0,0	0,0	0,0	28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	420,2
ARRENDA (Diesel)	177,7	191,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	369,5
MS DIESEL (Bunker)	0,0	114,8	594,6	531,3	616,7	678,1	620,0	1.247,4	1.328,4	1.334,8	1.381,0	1.611,1	1.662,1	1.905,3	1.982,0	16.258,3
TGAS AD (Diesel)	0,0	84,4	283,3	291,1	450,3	480,3	528,7	700,0	744,3	749,0	775,3	884,1	948,0	1.088,2	1.117,0	8.122,4
C COMBINADO (Diesel)	0,0	88,0	388,7	488,2	608,5	671,7	718,6	853,0	1.024,0	1.038,5	1.088,0	1.243,0	1.388,3	1.478,0	1.557,0	12.568,1
TOTAL	1.065,0	1.335,0	1.788,2	1.748,0	2.188,5	2.288,2	2.388,2	2.833,5	3.133,2	3.288,7	3.485,2	3.887,3	4.048,0	4.488,0	4.887,0	42.334,8

Fonte: Elaboração própria

A tendência das emissões ao longo dos anos é mostrada na figura 6.2.1.

Figura 6.2.1: Tendência das Emissões de CO₂



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Entretanto, as emissões acumuladas de CO alcançaram 8,5 mil toneladas, cuja distribuição é a seguinte: As turbinas da ENEE produzem 0,15% (12,5 toneladas); as usinas dos geradores privados emitem 10,4% (881,5 toneladas) e as novas usinas produzem 89,5% (1.866,1 toneladas). A tabela 6.2.6 mostra os valores das emissões de CO para este Cenário.

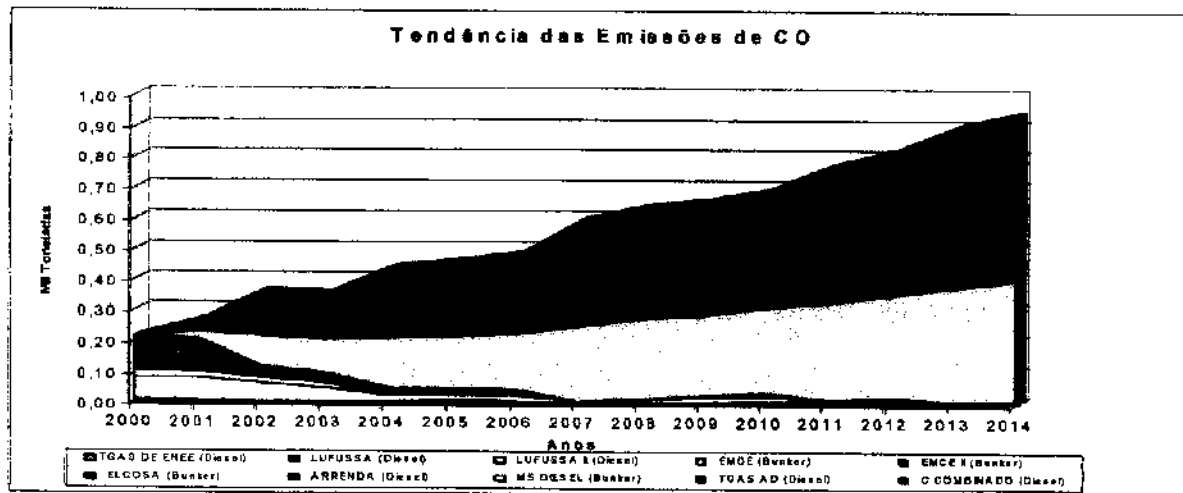
Tabela 6.2.6: Emissões de CO

Emissões de CO (Mil Toneladas)																
ANO →	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
USINAS TÉRMICAS																
TGAS DE ENEE (Diesel)	0,0037	0,0027	0,0000	0,0012	0,0000	0,0050	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0125
LUFUSSA (Diesel)	0,0032	0,0001	0,0000	0,0002	0,0000	0,0017	0,0020	0,0000	0,0000	0,0022	0,0032	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0135
LUFUSSA II (Diesel)	0,0340	0,0701	0,0691	0,0450	0,0210	0,0175	0,0177	0,0030	0,0100	0,0140	0,0147	0,0077	0,0132	0,0024	0,0075	0,3000
EMCE (Bunker)	0,0200	0,0222	0,0172	0,0170	0,0012	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0051
EMCE II (Bunker)	0,0542	0,0517	0,0307	0,0237	0,0154	0,0120	0,0113	0,0000	0,0020	0,0000	0,0100	0,0000	0,0001	0,0002	0,0021	0,2303
ELCOSA (Bunker)	0,0150	0,0153	0,0091	0,0101	0,0100	0,0100	0,0100	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0623
ARENDA (Diesel)	0,0304	0,0302	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0750
MS DIESEL (Diesel)	0,0000	0,0025	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0030
TGAS AD (Diesel)	0,0000	0,0132	0,0570	0,0610	0,0350	0,0000	0,1065	0,1432	0,1520	0,1532	0,1530	0,1000	0,1042	0,2107	0,2207	1,0651
C COMBUSTADO (Diesel)	0,0000	0,0101	0,0707	0,0000	0,1200	0,1374	0,1400	0,1970	0,2000	0,2000	0,2100	0,2544	0,2672	0,3000	0,3100	2,5073
TOTAL	0,2132	0,2023	0,0660	0,0907	0,0300	0,0620	0,0770	0,0000	0,0330	0,0400	0,0632	0,7000	0,0722	0,0000	0,0000	8,5000

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

A tendência das emissões de poluentes GEE ao longo dos anos é mostrada na figura 6.2.2.

Figura 6.2.2: Tendência das Emissões de CO



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

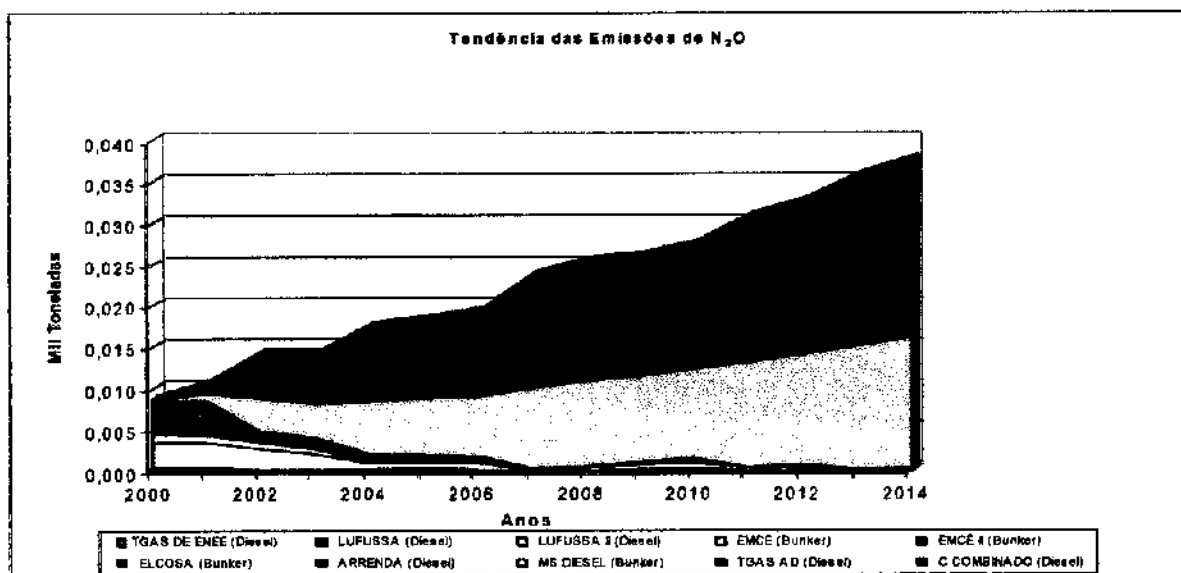
As emissões acumuladas de N₂O neste Cenário equivalem a 341 toneladas, cuja distribuição é a seguinte: As turbinas da ENEE produzem 0,3% (1 tonelada); as usinas dos geradores privados emitem 10,3% (35,3 toneladas) e as novas usinas produzem 89,4% (304,7 toneladas). A tabela 6.2.7 mostra os valores das emissões de N₂O e a figura 6.2.3 a tendência, para este Cenário.

Tabela 6.2.7: Emissões de N₂O

Emissões de N ₂ O em Toneladas																
ANO →	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
USINAS TURBINAS																
TGAS DE ENEE (Diesel)	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001	0,0000	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LUFUSSA (Diesel)	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0001	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LUFUSSA II (Diesel)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0007	0,0007	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0150
EMCE (Bunker)	0,0011	0,0009	0,0007	0,0007	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0004
EMCE II (Bunker)	0,0022	0,0021	0,0012	0,0000	0,0000	0,0005	0,0005	0,0000	0,0001	0,0000	0,0004	0,0001	0,0002	0,0000	0,0001	0,0002
ELCOSA (Bunker)	0,0000	0,0000	0,0002	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ARRENDIA (Diesel)	0,0015	0,0010	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MS DIESEL (Bunker)	0,0000	0,0000	0,0040	0,0042	0,0004	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGAS AD (Diesel)	0,0000	0,0000	0,0023	0,0024	0,0000	0,0040	0,0040	0,0007	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0700
C COMBINADO (Diesel)	0,0000	0,0007	0,0002	0,0004	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1000
TOTAL	0,0007	0,0004	0,0042	0,0040	0,0073	0,0002	0,0000	0,0000	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3410

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Figura 6.2.3: Tendência das Emissões de N₂O



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

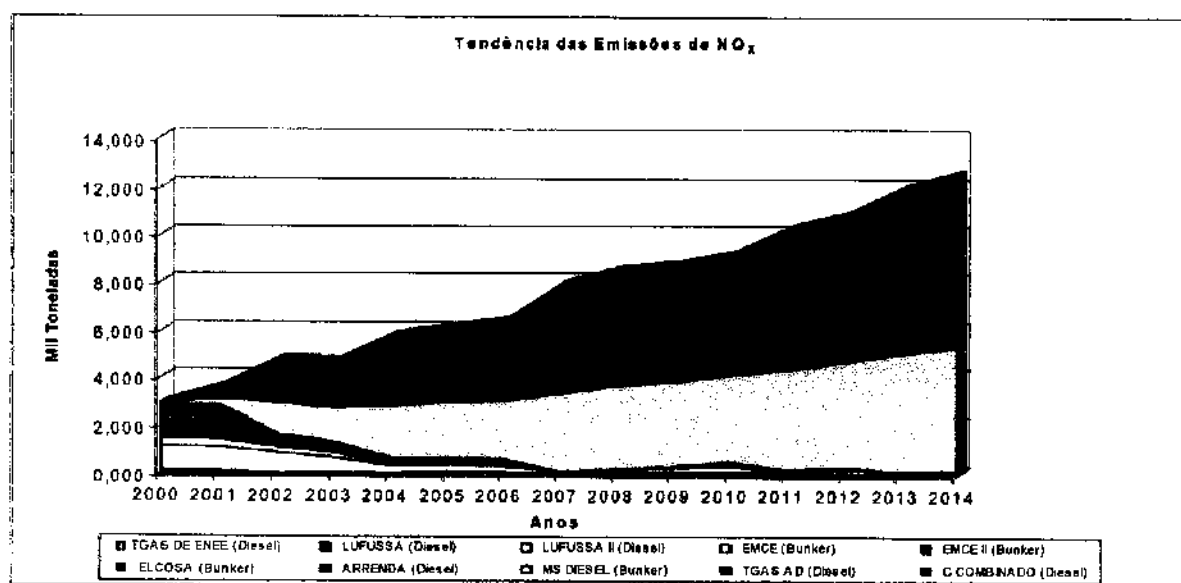
As emissões de NO_x equivalem a 113,7 mil toneladas, cuja distribuição é a seguinte: as turbinas da ENEE produzem 0,3% (343 toneladas); as usinas dos geradores privados emitem 10,3% (11,8 mil toneladas), as usinas novas participam com 89,4% (101,6 mil toneladas). A tabela 6.2.8 e figura 6.2.4 mostram os valores e tendência das emissões de NO_x para este Cenário.

Tabela 6.2.8: Emissões de NO_x

Emissões de NO _x (Mil Toneladas)																
ANO →	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
USINAS TERMOELÉTRICAS																
TGAS DE ENEE (Diesel)	0,0047	0,0734	0,0233	0,0338	0,0181	0,0029	0,0781	0,0000	0,0000	0,0004	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3430
LUFUSSA (Diesel)	0,0424	0,0406	0,0000	0,0029	0,0003	0,2325	0,0370	0,0000	0,0000	0,0289	0,0033	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,2584
LUFUSSA II (Diesel)	0,0000	0,0004	0,0552	0,0183	0,2070	0,2327	0,2365	0,0401	0,1337	0,1070	0,1000	0,1004	0,1704	0,0320	0,1000	5,1037
EMCE (Bunker)	0,3506	0,2566	0,2200	0,2351	0,0461	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1346
EMCE II (Bunker)	0,7228	0,0000	0,4000	0,3104	0,2047	0,1000	0,1507	0,0121	0,0315	0,0000	0,1440	0,0240	0,0000	0,0000	0,0000	3,0701
ELCOSA (Bunker)	0,1000	0,2040	0,0015	0,1351	0,1417	0,1320	0,1400	0,0000	0,0000	0,0000	0,0542	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0072
ARRENDÁ (Diesel)	0,4040	0,5233	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,9001
MS DIESEL (Bunker)	0,0000	0,2007	1,3100	1,3073	2,1327	2,2720	2,4201	3,2573	3,4636	3,4004	3,0075	4,2000	4,4100	4,0700	5,2010	42,4000
TGAS AD (Diesel)	0,0000	0,1756	0,7726	0,8132	1,2501	1,3310	1,4200	1,9000	2,0300	2,0400	2,1100	2,4000	2,5000	2,9100	3,0000	24,0000
C COMBINADO (Diesel)	0,0000	0,2410	1,0020	1,1100	1,7100	1,8320	1,9500	2,6200	2,7000	2,8100	2,9000	3,3000	3,5000	4,0100	4,1000	34,2000
TOTAL	2,0000	3,5332	4,7513	4,0530	5,7000	6,0074	6,3000	7,0535	8,4000	8,0000	9,0000	10,0000	10,0000	11,0000	12,0000	113,6074

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Figura 6.2.4: Tendência das Emissões de NO_x



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

6.3 Cenário Médio

6.3.1 Balanço de Energia

Este Cenário é o preparado pela ENEE, empresa de eletricidade estatal de Honduras.

O balanço de energia tanto das usinas existente quanto das usinas futuras é mostrado na tabela 6.3.1

Tabela 6.3.1: Balanço de Energia por Usina

BALANÇO DE ENERGIA CENÁRIO MÉDIO																	
ENERGIA ELÉTRICA																	
ANO ->	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
USINAS HIDRELÉTRICAS																	
EL CAJON	1.825,8	1.544,8	1.229,5	1.592,7	1.292,1	1.431,5	1.891,7	1.182,8	1.498,3	1.282,4	1.298,1	1.298,1	1.241,5	1.198,4	1.194,8	1.194,8	1.957,9
INDIO LINDO	531,5	528,7	531,2	531,9	531,2	526,8	548,8	474,8	582,3	517,8	527,7	528,7	531,4	526,7	526,7	526,7	7.812,8
CANAMERAL	251,4	228,8	226,7	226,7	226,8	226,8	214,8	175,3	211,4	214,3	212,1	198,2	213,3	216,7	216,8	216,8	1.162,1
MOPEBO	57,8	67,5	64,3	62,1	64,4	57,5	61,4	33,8	38,5	44,8	51,8	48,3	58,1	58,8	51,8	51,8	798,7
S ^{ta} MARIA DEL ROSA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	98,0
CHAMBELAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	218,1	228,7	227,8	228,8	222,8	228,8	228,8	228,8	228,8	228,8	228,8	2.291,1
PATUCA 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.728,3	2.287,5	2.822,7	2.874,2	2.828,8	2.824,7	1.887,8	2.248,4	2.248,4	10.678,2
PATUCA 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.883,1	1.883,1	2.191,8	
LIANITOS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	282,5	318,8	347,8	381,3	388,8	381,8	388,1	378,7	388,8	388,8	2.887,7
SUBTOTAL	2.665,3	2.369,7	2.057,8	2.415,4	2.132,5	2.435,6	2.748,2	4.178,8	4.482,8	4.888,8	4.888,7	4.888,7	4.888,7	4.888,8	4.888,8	4.888,8	34.972,7
USINAS TÉRMICAS																	
TEGUCIGALPA	34,1	37,7	18,2	12,8	7,1	37,7	7,1	0,0	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	228,5
RAMIREZ	34,1	37,7	18,2	12,8	7,1	37,7	7,1	0,0	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	228,5
BUFUELA	18,1	18,4	0,0	1,3	0,0	18,4	17,8	0,0	0,0	13,0	37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	148,8
MARQUEZ	688,2	688,8	511,8	384,7	171,8	138,8	143,3	38,7	78,8	117,7	117,6	0,0	182,4	18,1	18,1	18,1	2.007,3
EMCE	178,8	148,8	148,8	148,8	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	388,2
EMCE II	431,8	412,2	246,3	188,8	122,3	81,8	88,8	7,2	18,8	88,3	88,1	14,3	48,8	1,3	18,7	18,7	1.884,4
ELCOSA	117,3	188,8	47,8	78,4	83,3	78,1	88,8	0,0	0,0	1,3	31,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	648,8
APRENDA	388,2	388,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	581,1
MO DIESEL	0,0	388,1	778,2	881,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	387,8	388,8	388,8	488,4	488,1	883,3	342,1	488,5	488,5	6.885,8
TEGUCAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	148,8	188,3	172,8	213,8	213,8	884,4
C COMBUSTÍVEL	0,0	0,0	881,1	881,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	1.883,8	18.888,8
Subtotal Térmico	1.887,4	1.888,8	2.577,1	2.488,8	3.087,7	3.087,7	2.888,8	1.788,7	2.222,8	1.888,8	2.888,2	2.888,8	2.888,7	2.887,1	2.887,1	2.887,1	35.884,6
IMPORTACION	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUBTOTAL	1.831,4	1.888,8	2.577,8	2.488,8	3.087,7	2.932,4	2.888,1	1.788,7	1.722,8	1.888,6	2.888,2	2.888,8	2.888,7	2.887,1	2.887,1	2.887,1	31.841,1
TOTAL	4.496,7	4.258,5	4.634,9	4.904,2	5.220,2	5.378,0	5.637,0	5.967,5	6.211,6	6.777,4	7.776,9	7.777,5	7.777,5	7.777,5	7.777,5	7.777,5	70.853,3

Fonte: ENEE, 1999

As usinas de Patuca-2, Patuca-3 e Los Llanitos são três usinas novas hidrelétricas identificadas no Plano de Geração indicativo da ENEE.

Como no Cenário Térmico, as MSD são usinas novas compostas por motores diesel de média velocidade de 12 MW cada, o combustível usado é o chamado “Bunker”. As TGAS AD são as novas turbinas a gás aeroderivativas que queimam óleo diesel e as C Combinados consistem de usinas a ciclo combinado queimando óleo diesel.

Para o ano 2014, a geração de eletricidade alcança o valor acumulado de 90.906,8 GWh, dos quais 60,5% (54.972,7 GWh) é fornecido pelas usinas hidrelétricas e 39,5% (35.934,1 GWh) pelas usinas térmicas. As novas usinas participam com 31,9% (29.001,0 GWh) da energia acumulada.

6.3.2 Emissões de Poluentes

Os fatores de emissão são iguais aos do Cenário Térmico (tabela 6.2.4).

Como resultado da multiplicação destes fatores pela energia que cada usina fornece ao longo do tempo, determinam-se as quantidades totais de poluentes ou GEE (Gases efeito estufa).

A operação das usinas no cenário Médio produz emissões acumuladas de CO₂ de 23.775,6 mil toneladas, cuja distribuição é a seguinte: As turbinas da ENEE que queimam óleo diesel produzem 0,5% (125,7 mil toneladas); as usinas dos geradores privados de Lufussa e Lufussa II; Emce e Emce II; e Elcosa emitem 17,3% (4.110,7 mil toneladas) e as novas usinas produzem: Os MSD 28,3% (6.722,0 mil toneladas); as TGAS 2,6% (607,3 mil toneladas) e os C Combinados 49,8% (11.840,3 mil toneladas). A tabela 6.3.2 mostra os valores das emissões de CO₂ para este Cenário.

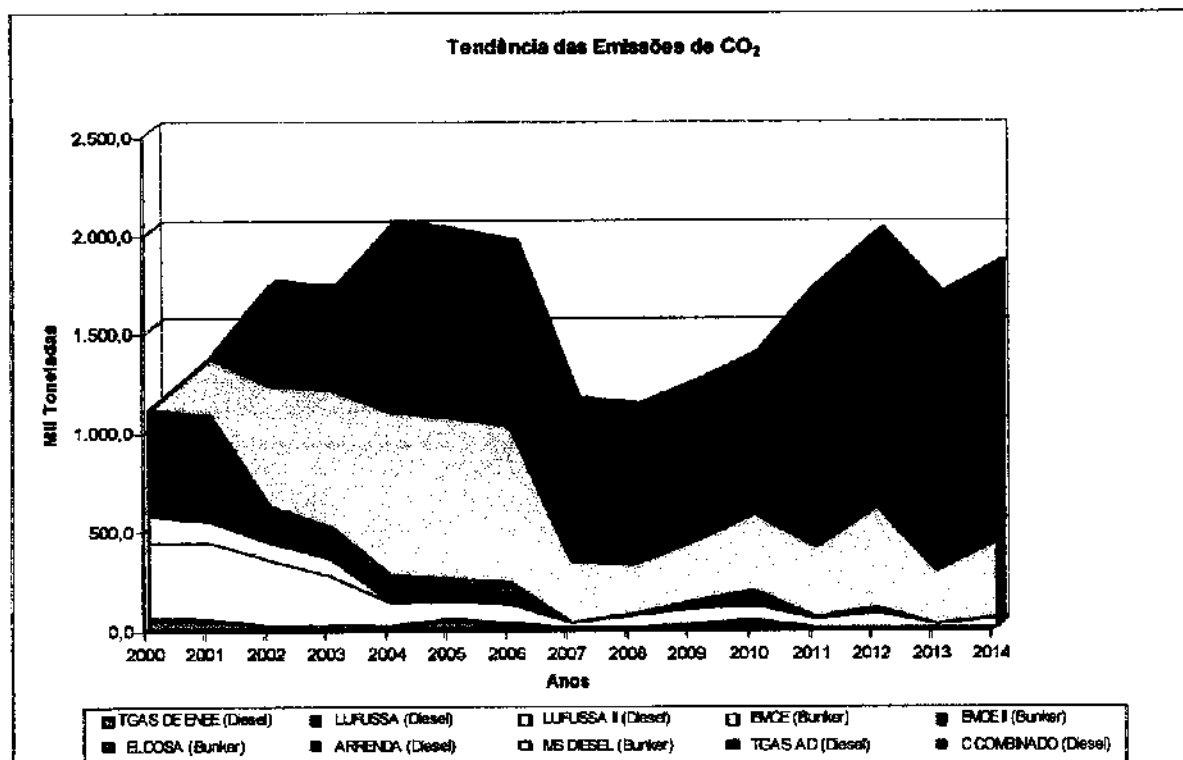
Tabela 6.3.2: Emissões de CO₂ Cenário Médio

Emissões de CO ₂ (em Toneladas)																
ANO →	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
USINAS TÉRMICAS																
TCAS DE ENEE (Diesel)	35,0	30,0	8,0	12,0	5,0	30,2	5,0	0,0	0,1	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	126,7
LUFUSSA (Diesel)	15,0	14,0	0,0	1,1	0,0	0,5	15,0	0,0	0,0	10,0	30,5	0,0	0,0	0,0	0,0	96,1
LUFUSSA II (Diesel)	377,7	370,5	327,5	233,7	110,1	89,1	99,0	10,4	51,2	75,4	75,3	30,2	67,9	12,3	70,5	1.065,2
EMCE (Bunker)	132,1	113,0	87,7	90,1	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	434,5
EMCE II (Bunker)	270,0	204,2	168,0	124,2	70,4	61,5	57,7	4,6	12,0	35,4	55,2	0,2	31,4	0,0	10,7	1.176,7
ELODOSA (Bunker)	70,4	70,1	31,2	51,0	94,3	50,0	55,0	0,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	430,2
ARRENDA (Diesel)	177,7	191,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	369,6
MS DIESEL (Bunker)	0,0	200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	250,0	301,5	300,0	300,0	500,0	200,0	370,0	6.722,0
TCAS AD (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	120,1	130,0	151,4	100,0	602,5
C COMBADO (Diesel)	0,0	0,0	502,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.000,0	1.200,0	1.200,0	1.200,0	11.000,0
TOTAL	1.065,0	1.350,0	1.723,0	1.060,0	2.090,0	1.990,0	1.900,0	1.000,0	1.000,0	1.700,0	1.700,0	1.700,0	2.000,0	1.000,0	1.000,0	23.759,2

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Este panorama mostrado na tabela 6.3.2 equivale a uma redução de 18.759,2 mil toneladas com respeito ao Cenário Térmico. A tendência das emissões ao longo dos anos é mostrada na figura 6.3.1.

Figura 6.3.1: Tendência das Emissões de CO₂



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

As emissões acumuladas de CO são de 4,8 mil toneladas, cuja distribuição é a seguinte: as turbinas da ENEE produzem 0,3% (13 toneladas); as usinas dos geradores privados de Lufussa e Lufussa II; Emce e Emce II; e Elcosa emitem 16,9% (806 toneladas) e as novas usinas produzem: Os MSD 27,7% (1.300,0 toneladas); as TGAS 2,6% (124,0 toneladas) e os ciclos combinados 50,9% (2.422,0 toneladas). A tabela 6.3.3 mostra os valores das emissões de CO para este Cenário.

Comparando com o Cenário Térmico existe uma redução das emissões de CO de 3.800,0 toneladas de CO.

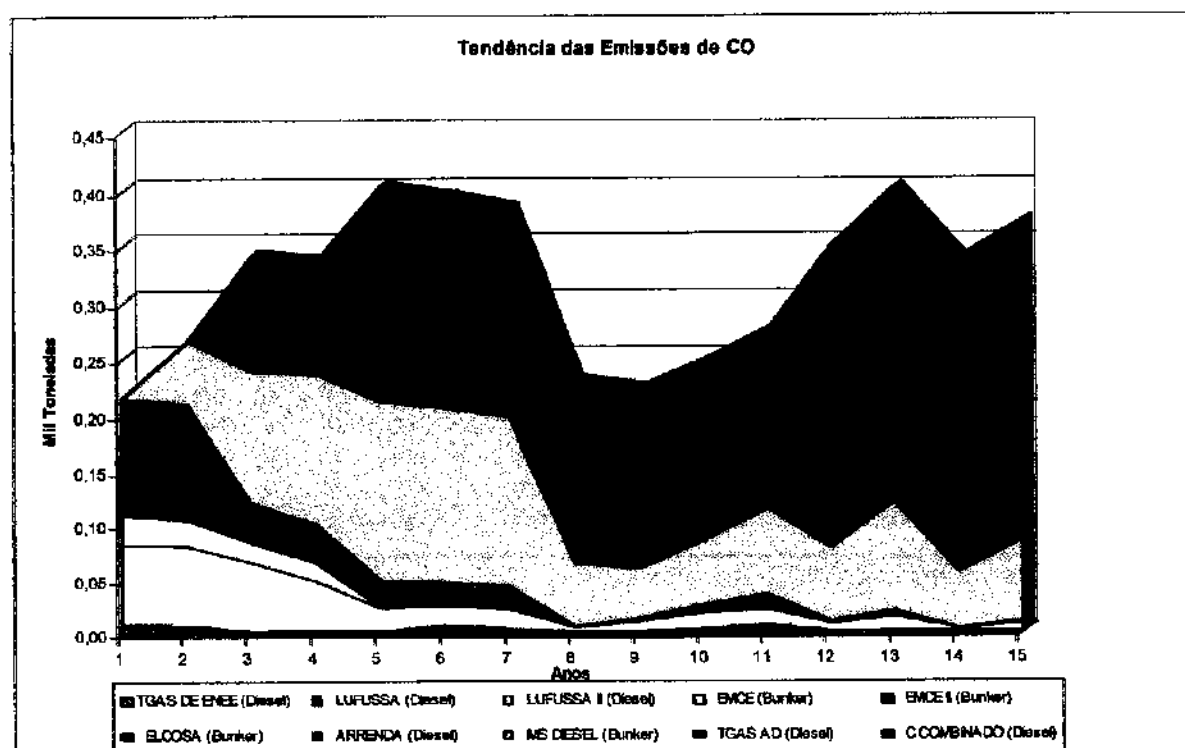
A tendência das emissões de poluentes GEE ao longo dos anos é mostrada na figura 6.3.2.

Tabela 6.3.3: Emissões de CO

Emissões de CO (Mil Toneladas)																
ANO →	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
USINAS TÉRMICAS																
TGAS DE ENEE (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,013
LUFUSSA (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,010
LUFUSSA II (Diesel)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,300
EMCE (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,005
EMCE II (Diesel)	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,200
ELCOSA (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002
ARREDA (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000
MS DIESEL (Diesel)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,310
TGAS AD (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,124
C. COMBINADO (Diesel)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2,422
TOTAL	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	4,8

Fonte: Elaboração própria com dados da ENEE, 1999

Figura 6.3.2: Tendência das Emissões de CO



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE, 1999

As emissões acumuladas de N_2O neste Cenário equivalem a 191 toneladas, cuja distribuição é a seguinte: As turbinas da ENEE produzem 0,5% (1 tonelada); as usinas dos geradores privados de Lufussa e Lufussa II; Emce e Emce II; e Elcosa emitem 16,9% (320 toneladas) e as novas usinas produzem: Os MSD 27,6% (53,0 toneladas); as TGAS 2,6% (5,0 toneladas) e os C Combinados 50,8% (97,0 toneladas). A tabela 6.3.4 mostra os valores das emissões de N_2O para este Cenário.

Comparando com o Cenário Térmico existe uma redução das emissões de CO de 150 toneladas de N_2O .

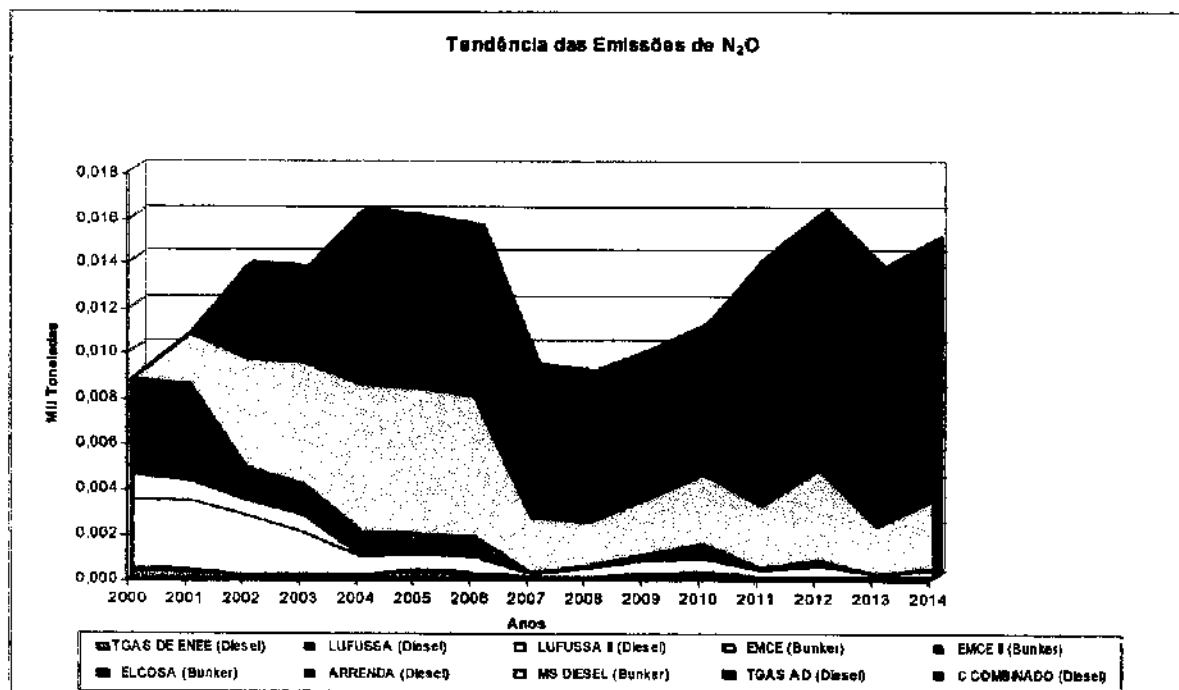
A tendência das emissões de poluentes GEE ao longo dos anos é mostrada na figura 6.3.2.

Tabela 6.3.4: Emissões de N₂O Cenário Médio

Emissões de N ₂ O (Mil Toneladas)																
ANO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
USINAS YÉNICAS																
TGAS DE ENEE (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001
LUFUSSA (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001
LUFUSSA II (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016
EMCE (Bunker)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000
EMCE II (Bunker)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000
ELCOSA (Bunker)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000
ARRENDIA (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000
MS DIESEL (Bunker)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,053
TGAS AD (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,005
C COMBINADO (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,007
TOTAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000

Fonte:Elaboração própria com dados da ENEE, 1999

Figura 6.3.3: Tendência das Emissões de N₂O



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

As emissões de NO_x equivalem a 63,6 mil toneladas, cuja distribuição é a seguinte: as turbinas da ENEE produzem 0,5% (343 toneladas); as usinas dos geradores privados de Lufussa e Lufussa II; Emce e Emce II; e Elcosa emitem 16,9% (10,7 mil toneladas) e as novas usinas produzem: Os MSD 27,6% (17,6 mil toneladas); as TGAS 2,6% (1,7 mil

toneladas) e os C Combinados 50,8% (32,3 mil toneladas). A tabela 6.3.5 mostra os valores das emissões de NO_x para este Cenário.

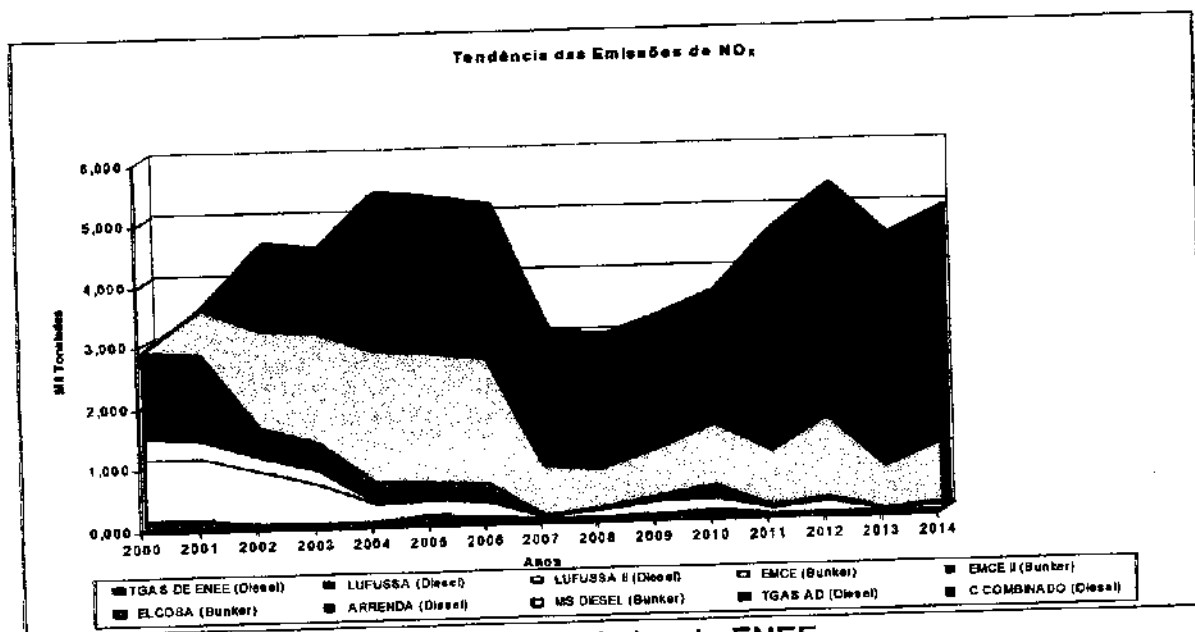
Tabela 6.3.5: Emissões de NO_x Cenário Médio

Emissões de NO _x (Mil Toneladas)																
ANO →	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Cenário Térmico																
TGAS DE ENEE (Diesel)	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,345
LUFUSSA (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,250
LUFUSSA II (Diesel)	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	5,190
EMCE (Bunker)	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1,320
EMCE II (Bunker)	0,7	0,7	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	3,070
ELCOBA (Bunker)	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,000
ARRENDA (Diesel)	0,5	0,5	0,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,000
MS DIESEL (Bunker)	0,0	0,1	1,0	1,0	2,1	2,1	2,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	1,3	0,7	1,0	17,520
TGAS AD (Diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,000
C COMBINADO (Diesel)	0,0	0,0	1,0	1,3	2,0	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	32,200
TOTAL	2,9	3,0	4,0	4,5	5,0	5,3	5,7	3,0	3,0	3,7	3,7	4,0	5,0	4,5	4,9	82,0

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Comparando com o Cenário Térmico existe uma redução das emissões de CO de 50 mil toneladas. A tendência das emissões de poluentes GEE ao longo dos anos é mostrada na figura 6.3.4.

Figura 6.3.4: Tendência das Emissões de NO_x



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

6.4 Cenário Médio + Eficiência Energética.

Este cenário é igual ao cenário médio que foi revisado no item 6.3. A diferença consiste na inclusão das ações pelo lado da demanda. A energia a substituir é a energia produzida pelas usinas de Lufusa e parte da Elcosa por terem maiores custos operacionais e maiores fatores de emissão.

6.4.1 Balanço de Energia

As usinas hidrelétricas e térmicas novas produzem a mesma energia do cenário médio, entretanto as usinas de maior custo variável são substituídas pelas ações do lado da demanda como energia deixada de se produzir (ver tabela 6.4.1).

Tabela 6.4.1: Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA E EMISSÕES CENÁRIO TÉRMICO																	
ENERGIA GERADA (TWh)																	
ANO →	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
ENERGIA USINAS ELÉTRICAS																	
EL CAJON	1.023,9	1.544,5	1.223,5	1.392,7	1.297,1	1.431,3	1.491,7	1.152,9	1.105,3	1.292,4	1.398,1	1.298,1	1.261,5	1.198,4	1.194,9	1.194,9	12.857,9
RIO LINDO	531,5	828,7	531,2	531,8	531,2	530,8	518,9	478,9	502,3	517,4	527,7	528,7	531,4	518,7	534,7	534,7	7.812,8
CAARVERAL	231,4	226,5	230,7	223,7	225,8	230,8	214,0	175,3	201,4	214,3	212,1	198,2	213,3	215,7	219,8	219,8	3.192,1
NIQUIERO	57,8	67,3	61,3	62,1	61,4	67,6	61,4	33,6	38,5	44,8	53,0	46,3	56,1	58,0	61,8	61,8	798,7
S ^{ta} . MARIA DEL REAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CANGREJAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PARUCA 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PARUCA 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LLANTOS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUBTOTAL	2.443,3	2.367,7	2.057,8	2.475,4	2.170,8	2.232,4	2.292,9	1.840,8	1.881,8	2.074,4	2.298,9	2.021,3	2.047,2	1.897,7	1.871,2	1.871,2	31.822,2
ENERGIA TÉRMICAS																	
TEGAS ENEE	34,1	27,7	10,2	12,8	7,1	37,7	7,1	0,0	0,2	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	229,5
LUFUSA	18,1	16,4	0,0	1,3	0,0	10,4	17,0	0,0	0,2	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	129,5
LUFUSA II	586,3	598,6	611,8	384,7	171,8	139,9	141,3	26,7	78,9	117,7	117,5	105,4	76,1	98,1	98,1	98,1	3.097,3
ENICE	179,6	148,8	114,8	192,9	81	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	598,2
ENICE II	431,8	412,2	244,3	189,8	122,3	85,9	98,8	7,2	18,8	86,3	96,1	14,3	48,9	1,3	10,7	10,7	1.834,4
ELCOSA	117,5	119,9	47,8	79,4	83,3	78,1	85,8	0,0	0,0	1,3	31,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	645,9
ARRENDIA	268,2	280,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	541,1
MS DIESEL	0,0	147,3	947,7	881,8	1.496,1	1.118,6	1.198,8	1.888,7	1.782,1	1.712,8	1.772,8	2.087,4	2.371,4	2.484,9	2.398,3	2.398,3	20.888,6
TEGAS AD	0,0	73,6	323,9	340,9	534,9	598,3	595,4	888,4	851,8	898,4	898,4	1.033,7	1.085,7	1.222,4	1.278,1	1.278,1	10.436,3
C COMBUSTÍVEL	0,0	147,3	947,7	881,8	1.496,1	1.118,6	1.198,8	1.888,7	1.782,1	1.712,8	1.772,8	2.087,4	2.371,4	2.484,9	2.398,3	2.398,3	20.888,6
SUBTOTAL	1.671,4	1.906,6	2.547,6	2.488,6	3.812,8	3.742,5	3.383,3	4.637,8	4.354,2	4.471,8	4.785,9	5.244,8	5.582,6	6.132,7	6.497,4	6.497,4	58.955,1
IMPORTACION	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	4.114,7	4.274,3	4.605,4	4.964,0	5.983,7	5.975,3	5.676,1	9.478,6	6.236,0	8.546,2	9.084,8	7.266,1	7.630,0	8.090,1	8.368,6	8.368,6	90.777,3

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Para o ano 2014, a geração de eletricidade alcança o valor acumulado de 89.965,3 GWh, dos quais 61,1% (54.972,7 GWh) são fornecidos pelas usinas hidrelétricas e 38,9% (34.992,6 GWh) pelas usinas térmicas. As ações pelo lado da demanda evitam 1,05% (941,5 GWh).

6.4.2 Emissões de Poluentes

Os fatores de emissão são iguais aos do Cenário Térmico (tabela 6.2.4).

Como resultado de multiplicar estes fatores com a energia que cada usina fornece ao longo do tempo, se determinam as quantidades totais de poluentes

No caso do CO₂, as emissões neste cenário equivalem a 12.213,0 mil toneladas, como se mostra na tabela 6.4.2

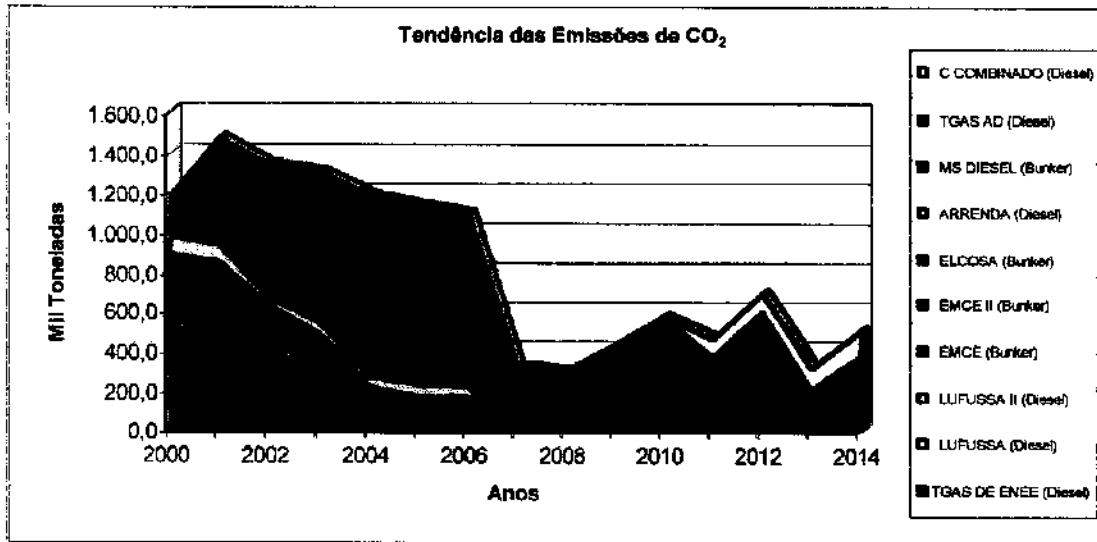
Tabela 6.4.2: Emissões de CO₂ Cenário Médio + Eficiência Energética

Emissões de CO ₂ (Mil Toneladas)																
ANO	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	TOTAL
USINAS TÉRMICAS																
PGAS DE ENEE (Gross)	33,0	28,9	8,5	12,6	5,9	30,2	5,9	0,0	0,1	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	125,7
URUSSA (Gross)	15,0	14,0	0,0	1,1	0,0	0,5	13,9	0,0	0,0	0,0	30,5	0,0	0,0	0,0	0,0	65,1
URUSSA II (Gross)	377,7	370,5	327,5	233,7	110,1	0,1	0,0	10,4	51,2	75,4	75,3	30,2	07,5	12,3	30,5	1.065,2
ENICE (Gross)	132,1	113,0	07,7	90,1	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	434,9
ENICE II (Gross)	270,0	204,2	190,0	121,2	70,4	01,5	57,7	4,0	12,1	35,4	55,2	0,2	54,4	0,0	10,7	1.175,7
ELCOISA (Gross)	70,4	70,1	31,2	51,0	54,3	00,0	05,0	0,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	430,2
ARREBDA (Gross)	177,7	191,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	369,6
MS DIESEL (Gross)	0,0	114,0	504,0	531,3	016,7	070,1	000,0	1.307,0	1.320,0	1.330,0	1.301,0	1.071,1	1.002,1	1.005,3	1.002,0	10.250,3
PGAS AD (Gross)	0,0	04,4	203,3	200,1	400,3	400,3	530,7	700,0	704,3	700,0	775,3	904,1	900,6	1.000,2	1.117,0	8.122,4
C COMBUSTO (Gross)	0,0	00,0	300,7	410,2	030,5	071,7	710,4	000,0	1.020,0	1.030,0	1.000,0	1.200,0	1.300,3	1.470,0	1.537,0	12.500,1
TOTAL	1.000,0	1.300,0	1.700,0	1.700,0	2.000,0	2.200,0	2.300,0	2.400,0	2.500,0	2.600,0	2.700,0	2.800,0	2.900,0	3.000,0	3.100,0	40.500,0

Fonte: Elaboração própria com dados da ENEE

A redução de emissões equivale a 30,321,8 mil toneladas com respeito ao cenário térmico e 11.532,6 mil toneladas com respeito ao Cenário Médio. A tendência das emissões de CO₂ ao longo dos anos é mostrada na figura 6.4.1.

Figura 6.4.1: Tendência das Emissões de CO₂



Fonte:Elaboração própria baseada em dados da ENEE

As emissões acumuladas de CO são de 2,5 mil toneladas, cuja distribuição é a seguinte: as usinas da ENEE produzem 0,23% (5,8 toneladas); as usinas dos geradores privados emitem 28,6% (702,1 toneladas) e as novas usinas produzem 68% (1.671,0 toneladas). A tabela 6.4.3 mostra os valores das emissões de CO para este Cenário.

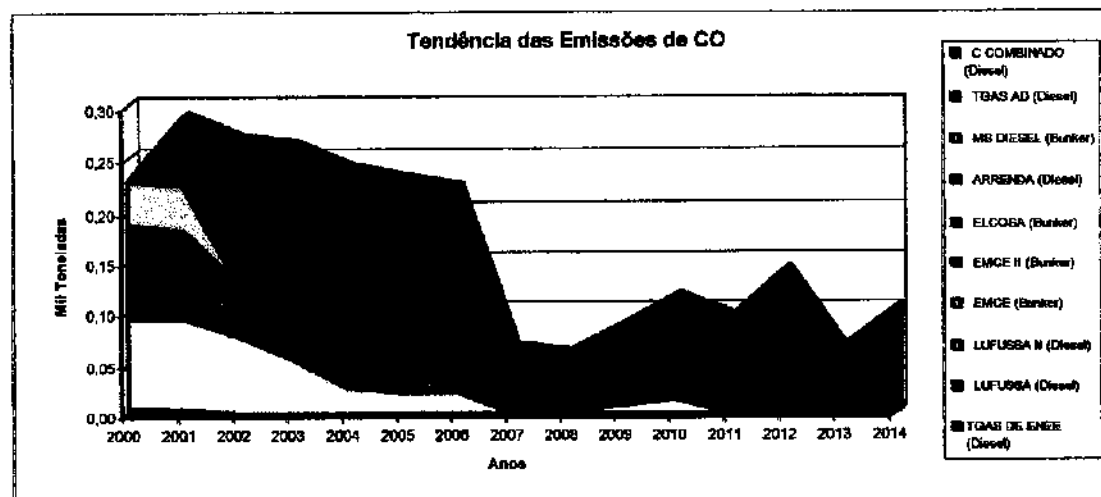
Tabela 6.4.3: Emissões de CO Cenário Médio + Eficiência Energética

Emissões de CO (Mil Toneladas)																
ANO →	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
USINAS TÉRMICAS																
TGAS DE ENEE (Diesel)	0,0037	0,0027	0,0000	0,0012	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0125
LUFUSSA II (Diesel)	0,0032	0,0031	0,0000	0,0002	0,0000	0,0017	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0022	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0195
LUFUSSA I (Diesel)	0,0040	0,0041	0,0001	0,0000	0,0010	0,0015	0,0017	0,0000	0,0000	0,0000	0,0148	0,0147	0,0077	0,0132	0,0024	0,3080
EMCE (Bunker)	0,0000	0,0022	0,0172	0,0170	0,0012	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001
EMCE II (Bunker)	0,0042	0,0017	0,0007	0,0037	0,0104	0,0120	0,0113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,2300
ELCOSA (Bunker)	0,0100	0,0103	0,0001	0,0101	0,0100	0,0100	0,0100	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0023
ARRENDA (Diesel)	0,0004	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0700
MS DIESEL (Bunker)	0,0000	0,0020	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TGAS AD (Diesel)	0,0000	0,0132	0,0070	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1432	0,1632	0,1500	0,1600	0,1600	0,1600	0,1600	0,1600	1,0000
C COMBINADO (Diesel)	0,0000	0,0101	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1000	0,1000	0,2000	0,2100	0,2100	0,2100	0,2500	0,2000	0,3100	2,0000
TOTAL	0,2132	0,2002	0,3400	0,3077	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	4,0000

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Comparando com o Cenário Térmico existe uma redução das emissões de CO de 6.050,0 toneladas e com respeito ao cenário médio 2.300,0 toneladas. A tendência das emissões de poluentes GEE ao longo dos anos é mostrada na figura 6.4.2.

Figura 6.4.2: Tendência das Emissões de CO



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

As emissões acumuladas de N₂O neste Cenário equivalem a 100 toneladas (ver tabela 6.4.4).

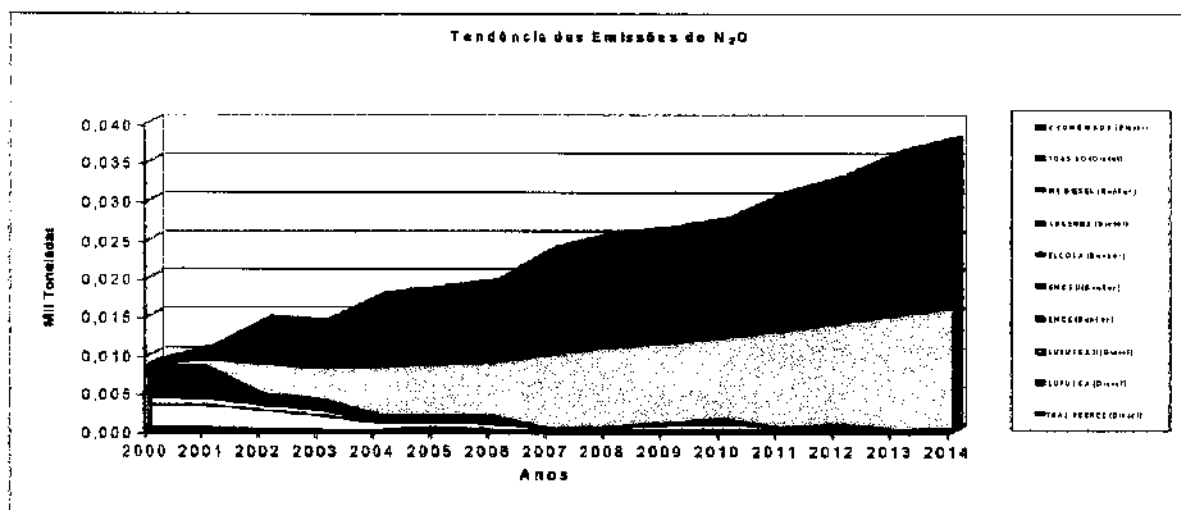
Tabela 6.4.4: Emissões de N₂O

Emissões de N ₂ O (Mil Toneladas)																
ANO→	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
CENÁRIO TÉRMICO																
TGAS DE ENEE (Diesel)	0,0000	0,0002	0,0001	0,0001	0,0003	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0010
LUFUSSA (Diesel)	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0001	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
LUFUSSA II (Diesel)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0150
EMCE (Bunkar)	0,0017	0,0000	0,0007	0,0007	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
EMCE II (Bunkar)	0,0022	0,0021	0,0012	0,0005	0,0000	0,0005	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ELCOBA (Bunkar)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ARRENDA (Diesel)	0,0015	0,0015	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MS DIESEL (Bunkar)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1270
TGAS AD (Diesel)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
C COMBINADO (Diesel)	0,0000	0,0007	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1000
TOTAL	0,0007	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,2300

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Comparando com o Cenário Térmico existe uma redução das emissões de N₂O de 240 toneladas de N₂O, entretanto a redução com respeito ao cenário médio é 90 toneladas. A tendência das emissões de N₂O ao longo dos anos é mostrada na figura 6.4.3.

Figura 6.4.3: Tendência das Emissões de N₂O



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

As emissões de NO_x equivalem a 32,9 mil toneladas. A tabela 6.4.5 mostra os valores das emissões de NO_x para este Cenário.

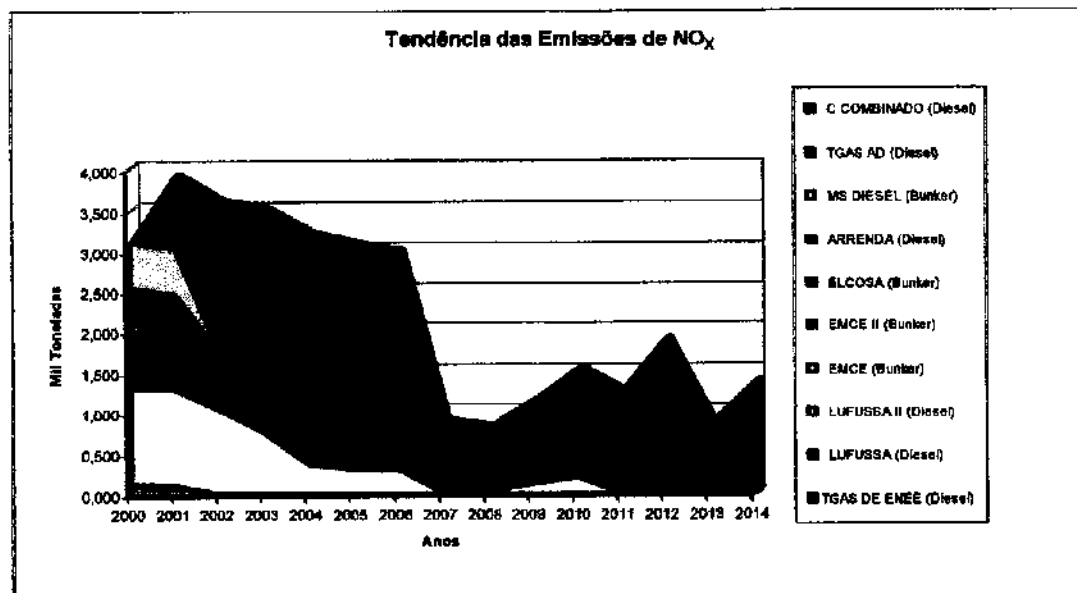
Tabela 6.4.5: Emissões de NO_x

Emissões de NO _x (Mil Toneladas)																
ANO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
CENÁRIO TÉRMICO																
TEAS DE ENEE (Diesel)	0,0017	0,0734	0,0233	0,0330	0,0161	0,0023	0,0161	0,0000	0,0004	0,0026	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,2438
LUFUSSA (Diesel)	0,0424	0,0400	0,0000	0,0029	0,0000	0,0232	0,0070	0,0000	0,0001	0,0200	0,0033	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,2504
LUFUSSA II (Diesel)	0,0063	0,0004	0,0552	0,0403	0,2070	0,2327	0,2205	0,0401	0,1337	0,1070	0,1000	0,0324	0,1704	0,0320	0,1000	5,1037
ENICE (Bunkar)	0,3000	0,2000	0,2200	0,2501	0,0161	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1360
ENICE II (Bunkar)	0,7220	0,0000	0,0000	0,3104	0,2007	0,0000	0,1507	0,0121	0,0315	0,0025	0,1400	0,0200	0,0020	0,0020	0,0270	3,0701
ELCOSA (Bunkar)	0,1000	0,2000	0,0015	0,1351	0,1417	0,1320	0,1400	0,0000	0,0000	0,0022	0,0542	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0072
ARRENDIA (Diesel)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000
MIS DIESEL (Bunkar)	0,0000	0,2007	1,3100	1,3073	2,1327	2,2720	2,4231	3,2673	3,4030	3,4064	3,0070	4,2000	4,4100	4,0700	5,2010	42,4000
TEAS AD (Diesel)	0,0000	0,1700	0,7700	0,0132	1,2001	1,3100	1,4200	1,0000	2,0000	2,0000	2,1000	2,0000	2,0000	2,0000	2,0000	24,0000
C COMBUSTÃO (Diesel)	0,0000	0,2410	1,0020	1,1000	1,7100	1,0320	1,0000	2,0000	2,0000	2,0000	2,0000	3,0000	3,0000	4,0000	4,1000	34,2000
TOTAL	2,0000	3,5332	4,7543	4,0530	5,7000	6,0000	6,0000	7,0000	8,0000	8,0000	10,0000	10,0000	10,0000	11,0000	12,0000	113,0000

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

Comparando com o cenário térmico existe uma redução das emissões de CO de 80,8 mil toneladas de NO_x, com respeito ao cenário médio 30,8 mil toneladas. A tendência das emissões de poluentes GEE ao longo dos anos é mostrada na figura 6.4.4.

Figura 6.4.4: Tendência das Emissões de NO_x



Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

6.5 Cenário Médio + Eficiência Energética + Renováveis.

Este Cenário é igual ao Cenário Médio + Eficiência Energética que foi revisado no item 6.3. A diferença consiste na inclusão das Renováveis.

6.5.1 Projetos Renováveis

Os dados de projetos renováveis são mostrados na tabela 6.5.1, na qual aparecem os projetos de Bambu e Resíduos de madeira.

O projeto Eólico é o projeto escolhido, podendo substituir qualquer de três usinas do sistema hondurenho, chamadas Lufusa, Elcosa e Emce. A tabela 6.5.1 mostra as emissões evitadas ao incluir este projeto no despacho de energia.

Tabela 6.5.1: Emissões Evitadas de Projetos Renováveis

DIMINUIÇÃO DOS GEE							
USINA A SUBSTITUIR >>>>>>>							
Projecto	Potência MW	Fator Cap. (%)	Geração GWh	Diminuição dos GEE (10 ³ Toneladas)			
				CO2	CO	N2O	NOx
Bambú	50	40%	175,2	142,7	0,0292	0,0012	0,3892
Resíduos de Madeira	30	40%	105,1	85,6	0,0175	0,0007	0,2335
Eólico	60	25%	131,4	107,0	0,0219	0,0009	0,2319
Total	140	35%	411,7	335,3	0,0686	0,0027	0,9145

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da ENEE

6.6 Resumo de Emissões

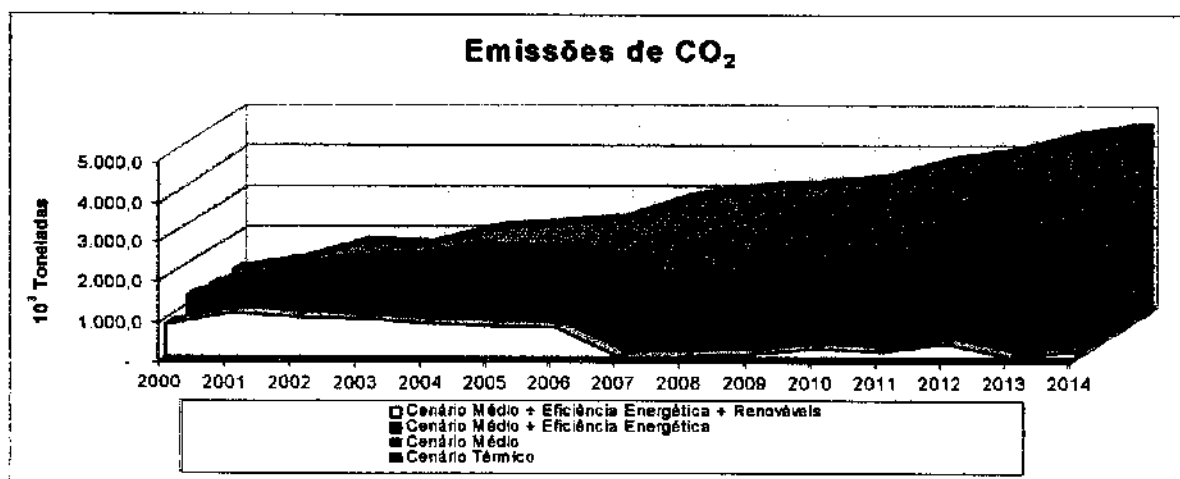
6.6.1 Resumo de Emissões de CO₂

Tabela 6.6.1: Resumo de Emissões de CO₂

Emissões de CO ₂ (10 ³ Toneladas)																
ANO→	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Cenário Térmico	1.294,97	1.335,00	1.385,23	1.435,77	1.486,46	1.537,29	1.588,26	1.639,37	1.690,61	1.741,97	1.793,45	1.845,04	1.896,74	1.948,55	2.000,47	42.314,7
Cenário Médio	1.294,97	1.335,00	1.375,31	1.415,77	1.456,29	1.496,86	1.537,47	1.578,12	1.618,81	1.659,53	1.700,28	1.741,06	1.781,87	1.822,70	1.863,56	22.775,04
Cenário Médio + Eficiência Energética	1.174,61	1.194,40	1.214,27	1.234,14	1.254,01	1.273,88	1.293,75	1.313,62	1.333,49	1.353,36	1.373,23	1.393,10	1.412,97	1.432,84	1.452,71	42.044,39
Cenário Médio + Eficiência Energética + Renováveis	830,32	1.130,11	1.094,00	992,25	891,07	800,00	715,36	634	560,05	500	450	400	350	300	250	2.014,04

Fonte: Elaboração própria

Figura 6.6.1: Tendência das Emissões de CO₂



Fonte: Elaboração própria

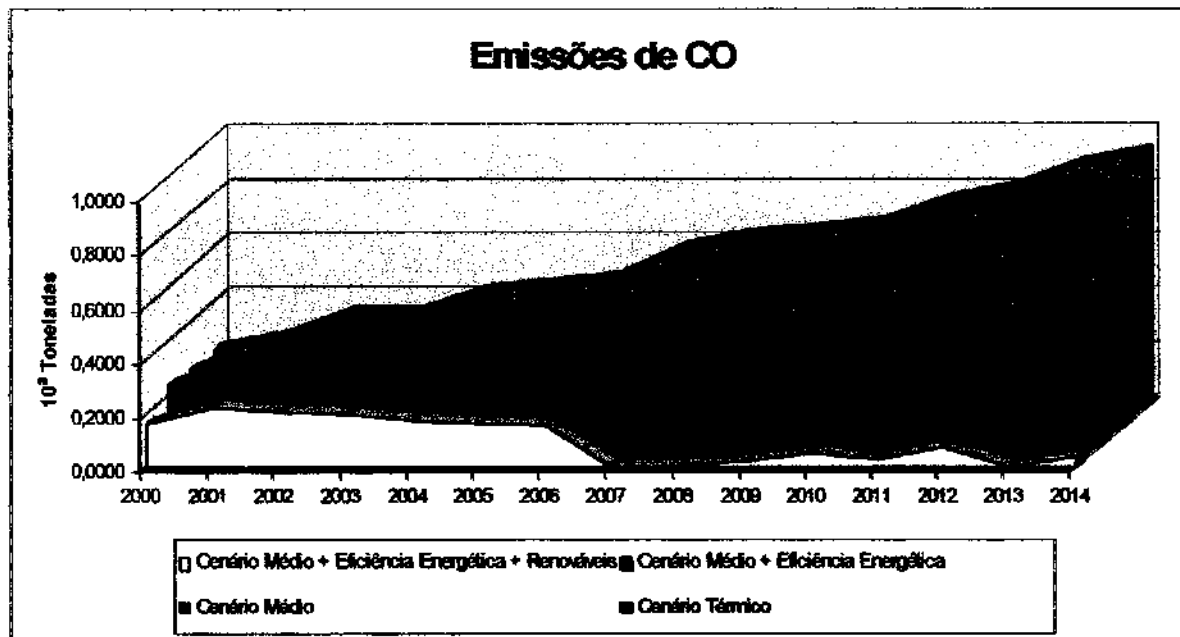
6.6.2 Resumo de Emissões de CO

Tabela 6.6.2: Emissões de CO

Emissões de CO (10 ³ Toneladas)																
ANO →	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Cenário Técnico	0,2332	0,2622	0,2648	0,2677	0,4316	0,4538	0,4776	0,5002	0,6333	0,6485	0,6632	0,7044	0,8022	0,8653	0,9032	0,9111
Cenário Médio	0,2332	0,2648	0,2648	0,2648	0,4023	0,3644	0,3631	0,2201	0,2213	0,2463	0,2648	0,2463	0,4023	0,3042	0,3334	0,3334
Cenário Médio + Eficiência Energética	0,2275	0,2598	0,2598	0,2602	0,2403	0,2248	0,2387	0,0888	0,0572	0,0779	0,1171	0,0876	0,1448	0,2088	0,0888	0,0888
Cenário Médio + Eficiência Energética + Renováveis	0,1588	0,2275	0,2598	0,1945	0,1225	0,1824	0,1953	0,0882	0,0388	0,0388	0,0882	0,0882	0,0882	0,0882	0,0882	0,0882

Fonte: Elaboração própria

Figura 6.6.2: Tendência das Emissões de CO



Fonte: Elaboração própria

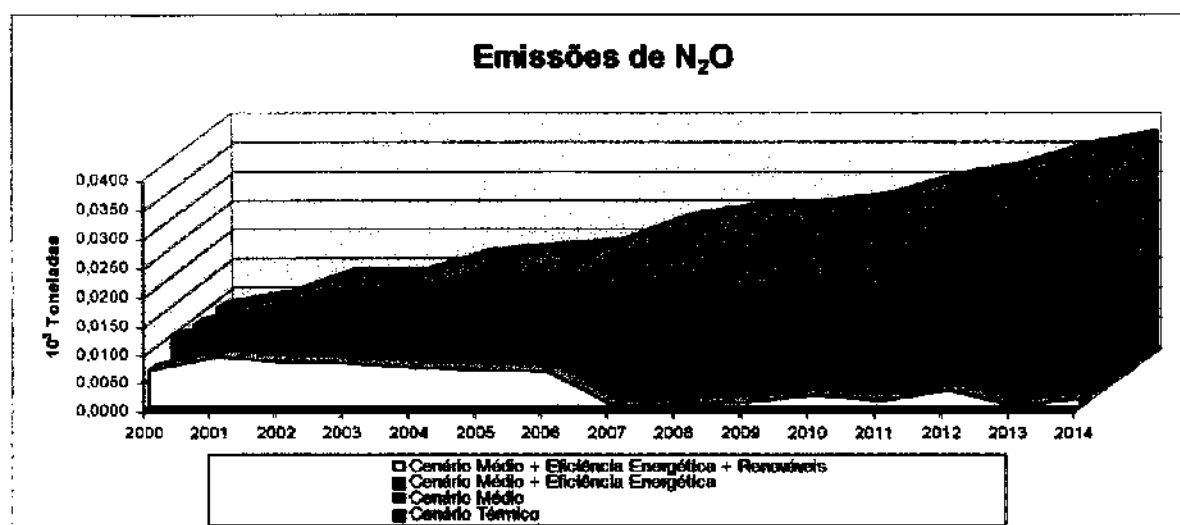
Resumo de Emissões de N₂O

Tabela 6.6.3: Emissões de N₂O

Emissões de N ₂ O (Toneladas)																
ANO →	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Cenário Técnico	0,0067	0,0078	0,0143	0,0140	0,0172	0,0192	0,0192	0,0238	0,0254	0,0280	0,0273	0,0305	0,0325	0,0350	0,0377	0,2819
Cenário Médio	0,0067	0,0077	0,0132	0,0134	0,0161	0,0169	0,0164	0,0204	0,0203	0,0230	0,0218	0,0238	0,0261	0,0274	0,0298	0,2048
Cenário Médio + Eficiência Energética	0,0062	0,0117	0,0107	0,0095	0,0092	0,0093	0,0090	0,0092	0,0091	0,0095	0,0097	0,0099	0,0100	0,0100	0,0100	0,0098
Cenário Médio + Eficiência Energética + Renováveis	0,0065	0,0091	0,0100	0,0079	0,0092	0,0093	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092

Fonte: Elaboração própria

Figura 6.6.3: Tendência das Emissões de N₂O



Fonte: Elaboração própria

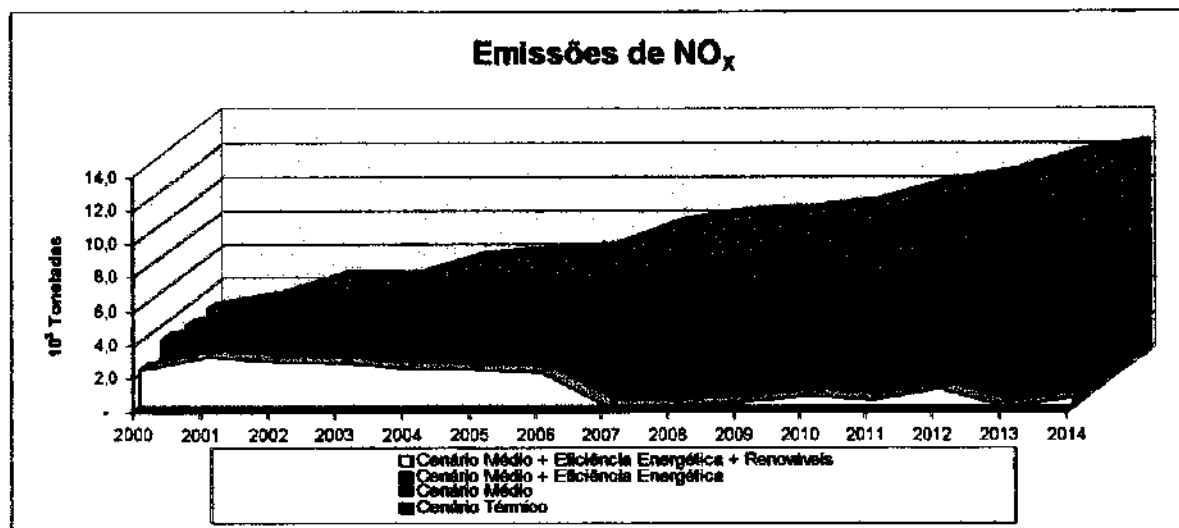
Resumo de Emissões de NO_x

Tabela 6.6.4: Emissões de NO_x

Emissões de NO _x (10 ³ Toneladas)																
ANO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Cenário Técnico	2.000	3.232	4.253	4.630	5.700	6.874	8.206	7.835	8.435	9.655	9.104	10.106	10.250	11.573	12.576	113.654
Cenário Médio	2.000	3.954	4.562	4.470	5.302	5.276	5.124	3.840	2.824	3.279	3.061	4.336	5.307	4.407	4.804	63.500
Cenário Médio + Eficiência Energética	2.000	3.890	3.932	3.965	3.211	3.640	2.827	0.910	1.021	1.170	1.570	1.302	1.213	0.235	1.402	33.650
Cenário Médio + Eficiência Energética + Renováveis	2.000	2.963	2.507	2.500	2.205	2.105	2.002	0.802	0.802	0.273	0.665	0.300	1.042	0.607	0.530	10.800

Fonte: Elaboração própria

Figura 6.6.4: Tendência das Emissões de NO_x



Fonte: Elaboração própria

Tabela 6.6.5: Custo do carbono evitado

Custo da Energia Conservada (US\$/kWh)				
Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	
0,026	0,086	0,038	0,005	

Custo do carbono evitado (US\$/Tonelada)				
TGAS DE ENEE (Diesel)	26,3	88,1	39,6	5,3
LUFUSSA (Diesel)	31,4	105,1	47,2	6,3
LUFUSSA II (Diesel)	39,8	133,5	60,0	8,1
EMCE (Bunker)	33,5	112,1	50,3	6,8
EMCE II (Bunker)	39,8	133,5	60,0	8,1
ELCOSA (Bunker)	39,2	131,3	59,0	7,9
ARRENDA (Diesel)	37,4	125,3	56,3	7,6
MS DIESEL (Bunker)	32,8	109,8	49,3	6,6
C COMBINADO (Diesel)	42,5	142,2	63,9	8,6

Fonte: Elaboração própria

CAPÍTULO VII

SUMÁRIO, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

7.1 Sumario e Conclusões

PROBLEMA

Dificuldades financeiras ocorridas no começo dos anos 90, levaram a blecautes de energia de até 12 horas diárias em todo o país em 1994. Este fato fez o governo buscar possíveis soluções. Assim, em novembro desse mesmo ano foi aprovado o Decreto Legislativo 158-94¹, onde se procura desverticalizar e regular a indústria elétrica (geração, transmissão, distribuição e comercialização) e propõe a abertura do setor às pessoas naturais (físicas) ou jurídicas, entes públicos, privados ou mistos com vistas a atrair capital.

Como conseqüência desta abertura, a ENEE (Empresa Nacional de Energia Elétrica), empresa estatal, perde algumas funções e agora são as forças do mercado que determinam o tipo de tecnologia a ser utilizada para satisfazer a demanda de energia elétrica.

Após a aprovação da Lei Elétrica, o investimento que a empresa privada tem feito foi para a geração de energia elétrica, usando usinas termelétricas que queimam óleo combustível.

¹ A qual será denominada como a Lei Elétrica

No caso hondurenho, em particular, as emissões resultantes da adoção de um plano de expansão puramente térmico equivalem a emissões acumuladas de 42.534,9 mil toneladas de CO₂, 8,5 mil toneladas de CO, 0,3 mil toneladas de N₂O e 113,7 mil toneladas de NO_x.

SOLUÇÃO

Uma possível solução para o problema é a implementação da metodologia do Planejamento Integrado de Recursos em Honduras.

O Planejamento Integrado de Recursos (PIR) é um processo de planejamento que avalia os lados da demanda e oferta para satisfazer a demanda de eletricidade futura, e seleciona um conjunto ótimo de recursos que minimiza o custo de fornecimento de eletricidade.

Este conjunto pode ser representado numa “curva de seleção”, que compara as diferentes opções do lado da oferta (Plano de expansão, renováveis, cogeração) e demanda (eficiência energética, conservação) de acordo com os seus custos totais. Dessa maneira pode-se identificar as opções que têm menores custos e que são necessárias para satisfazer a demanda crescente de energia.

Estes custos variam com o fator de capacidade de conservação². Isto faz que algumas usinas de produção de eletricidade tenham custos baixos ao operar com altos fatores de capacidade e outras tenham custos maiores ao operar com fatores altos. Isto vai ser tratado nas seções seguintes.

Pode-se adotar medidas em todos os setores orientadas para:

- ✓ Melhoria da eficiência dos processos de produção de energia elétrica, empregando as tecnologias mais eficientes disponíveis no mercado.

- ✓ Incremento da eficiência energética nos usos finais de iluminação, condicionamento de ambientes, refrigeração, produção de calor, bombeamento. Desta forma atender-se-ão os mesmos usos finais com menor consumo de energia elétrica.
- ✓ Substituição da eletricidade por GLP no uso da cocção.
- ✓ Promoção de programas de uso racional de energia e cogeração no setor industrial de Honduras.
- ✓ Uso de combustíveis menos poluidores na produção da eletricidade, tal como o gás natural.
- ✓ Substituição de fontes tradicionais por fontes alternativas de produção de energia, tais como: solar, eólica, biomassa, geotérmica entre outras.

OBJETIVO

Implementar a metodologia do PIR (Planejamento Integrado de Recursos) para Honduras, com ênfase no setor residencial da ZMVS (Zona Metropolitana del Valle de Sula).

Como foi dito a metodologia do PIR avalia as opções do lado da oferta e da demanda. Serão ressaltados os resultados de cada lado, resumindo o caminho da obtenção desses resultados. Analisar-se-á o lado da demanda e logo, o lado da oferta.

² O Fator de Capacidade de Conservação (FCC) é análogo ao fator de capacidade e relaciona as economias médias ao ano e as economias na ponta em um determinado projeto.

LADO DA DEMANDA

A pesquisa desenvolvida na ZMVS mostrou que, principalmente, são quatro os usos finais que têm maior participação no consumo de eletricidade. Como se pode observar na tabela 7.1.1, o uso que tem maior participação no consumo residencial é o condicionamento de ar, que dos 295,3 GWh consumidos em 1999, participou com 65,6% (193,62 GWh). Segue-se o uso da cocção que participa com 14,3% (42,32 GWh), o uso da refrigeração com 3,6% (10,65 GWh) e o uso da iluminação que participa com 3,6% (10,57 GWh).

Tabela 7.1.1: Participação dos Usos Finais no Consumo Residencial

	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	Outros	Total
Energia Total (GWh)	10,57	42,32	10,65	193,62	38,10	295,3
Particip. (%)	3,6%	14,3%	3,6%	65,6%	12,9%	100,0%

Fonte: Elaboração Própria

O sistema hondurenho tem duas pontas: A ponta das 10-12 horas pela manhã e a ponta das 18-20 horas na noite.

Na ponta das 10-12 horas, dos 61,29 GWh consumidos, o uso da cocção participa com 37,4% (22,92 GWh) da energia elétrica consumida nesta ponta. Com respeito á energia total a participação é de 7,8%. A seguir, o uso que tem a segunda maior participação é o condicionamento de ar, que contribui com 34,1% (20,88 GWh), o uso da iluminação com 8,5% (5,23 GWh) e o uso da refrigeração com 5,1% (3,11 GWh).

Nesta ponta, os usos da cocção e condicionamento de ar, acumulam juntos 71,5% da energia elétrica consumida (ver tabela 7.1.2)

Tabela 7.1.2: Participação dos Usos Finais na Ponta das 10-12 horas

	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	Outros	Total
Energia Ponta (GWh)	5,23	22,92	3,11	20,88	9,15	61,29
Partic.ponta (%)	8,5%	37,4%	5,1%	34,1%	14,9%	100,0%
Partic.ponta (%)	1,8%	7,8%	1,1%	7,1%	3,1%	20,8%

Fonte: Elaboração Própria

Entretanto, na ponta das 18-20 horas, dos 39,15 GWh consumidos, o uso de condicionamento de ar participa com 46,2% (18,09 GWh) da energia elétrica consumida nesta ponta. Com respeito à energia total a participação é de 6,1%. A seguir, o uso que tem a segunda maior participação é a cocção, que contribui com 26,7% (10,46 GWh), o uso da iluminação contribui com 12,9% (5,06 GWh) e o uso da refrigeração com 3,4% (1,33 GWh).

Nesta ponta, os usos de condicionamento de ar e a cocção, acumulam juntos 72,9% da energia elétrica consumida (ver tabela 7.1.3)

Tabela 7.1.3: Participação dos Usos Finais na Ponta das 18-20 horas

	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	Outros	Total
Energia Ponta (GWh)	5,06	10,46	1,33	18,09	4,22	39,15
Partic.ponta (%)	12,9%	26,7%	3,4%	46,2%	10,8%	100,0%
Partic.ponta (%)	1,7%	3,5%	0,5%	6,1%	1,4%	13,3%

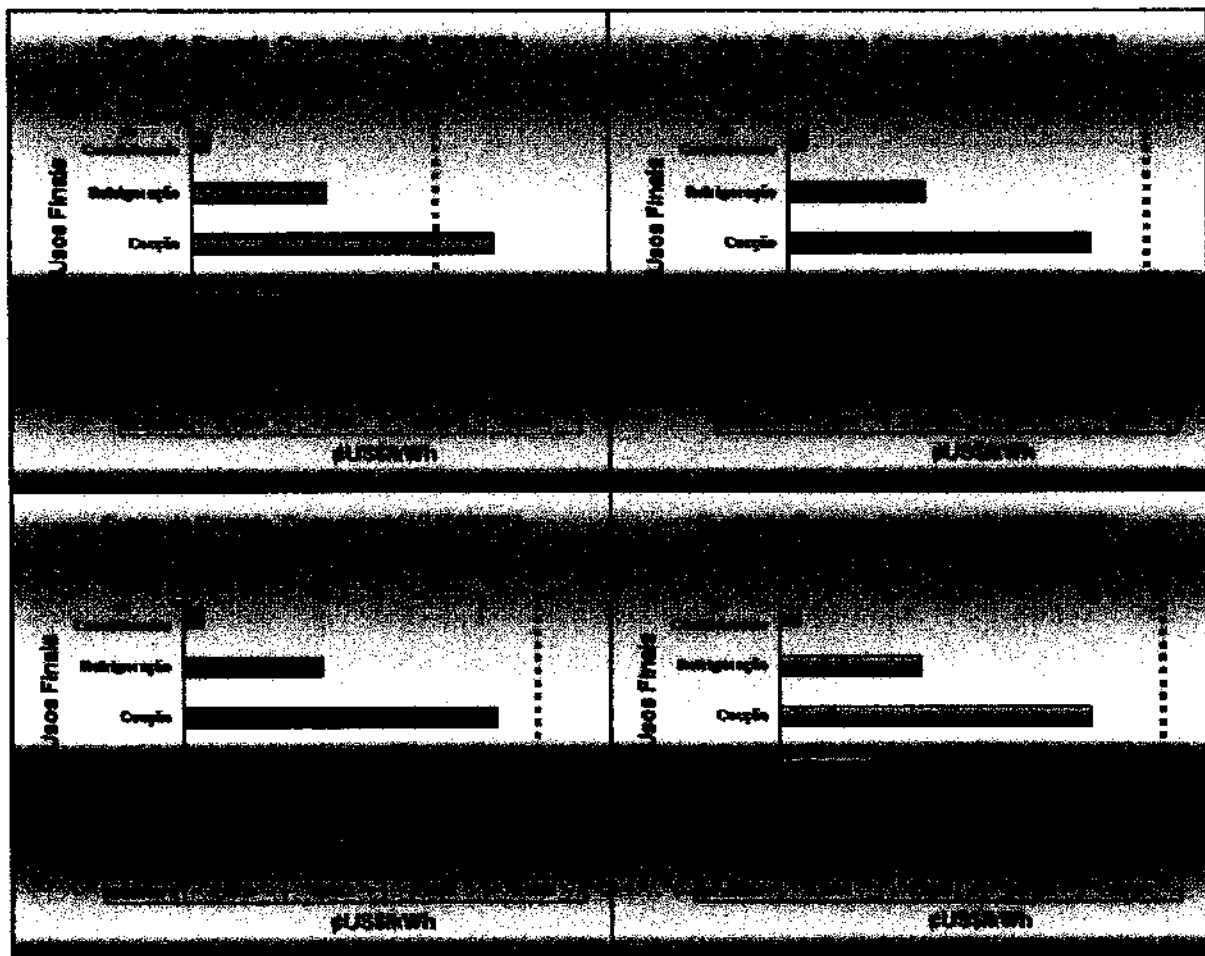
Fonte: Elaboração Própria

AVALIAÇÃO ECONÔMICA FINANCEIRA

Varias medidas são atraentes, já que, em média, os custos por kWh conservados ou economizados são menores às tarifas de eletricidade.

O CEC menor correspondeu ao uso de condicionamento de ar com US\$ ¢ 0,5168 por kWh, equivalente a 4,86 % da tarifa de eletricidade do estrato IV, seguido da iluminação com US\$ ¢ 2,5539 que representa 24%, a refrigeração com US\$ ¢ 3,8 por kWh que representa 36%, e a cocção que tem o maior CEC com US\$ ¢ 8,5558 por kWh representando 80,4% da tarifa residencial.

Figura 7.1.1: Custo da energia conservada

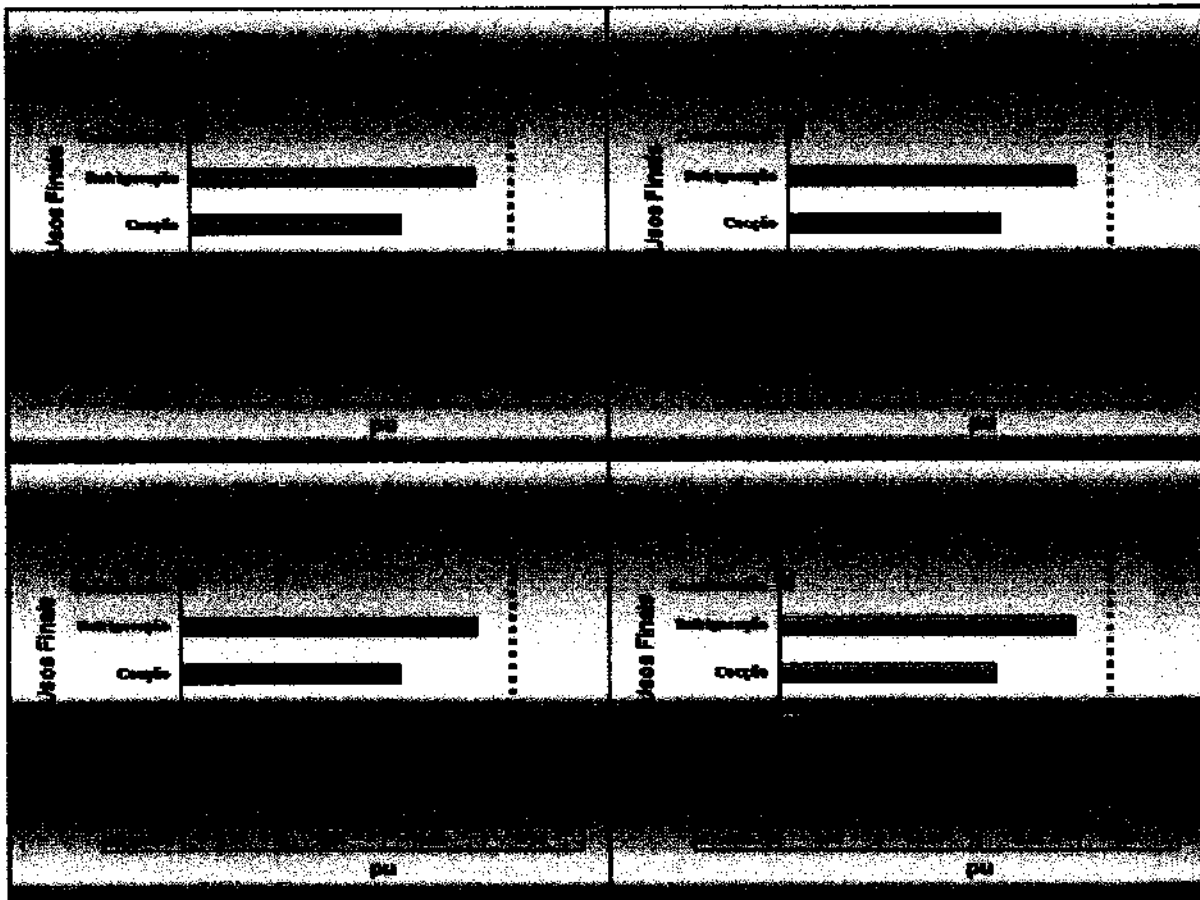


Fonte: Elaboração própria

Outro benefício consiste na redução de investimentos na produção de eletricidade, na transmissão e distribuição, além de todos os benefícios ambientais como consequência das menores emissões de poluentes pela economia de combustíveis.

O índice de efetividade de custo que relaciona o custo de conservar um kW de capacidade e o custo de expandir o sistema em um kW com uma nova usina, mostra que o custo de economizar um kW mediante a troca de condicionadores de ar representa somente 4% do custo da expansão do sistema. O custo de conservar um kW mediante a troca de lâmpadas representa 10%, a troca de geladeiras representa 65%, e a troca de fogões representa 88% do custo de expansão.

Figura 7.1.2: Índice de efetividade de custo



Fonte: Elaboração própria

Todos estes benefícios são consequência das decisões dos agentes envolvidos, principalmente do consumidor participante, que compra e utiliza os aparelhos elétricos que consomem energia elétrica.

Vários são os critérios utilizados para avaliar a viabilidade econômica financeira das ações, entre eles os mais utilizados são as chamadas Figuras de Mérito (Tempo Simples de Retorno, Custo da Energia Conservada, Custo da Capacidade Evitada na Ponta, Valor Presente, entre outros), que determinam a conveniência ou não da aplicação de medidas.

Outros fatores (Preços de eletricidade, custos das tecnologias eficientes, etc.) intervêm na avaliação econômica financeira e influem na avaliação.

Tabela 7.1.4: Dados Gerais na Iluminação

DADOS DAS TROÇAS DE LÂMPADAS					
		Estratos			
		I	II	III	IV
Tarifas Residenciais		0,057	0,083	0,097	0,106
	Incand	Flu			
Potência (W)	50	20			
Vida (horas)	1.000	10.000			
Preço lâmpada (US\$)	0,4	8,0			
Preço do Reator (US\$)	0,0	0,0			
PREMISSAS					
Uso (horas/dia)	4				
Taxa de desconto (%)	12%				
Período de análise (anos)	10				
Preço da compra de energia (US\$/kWh)	0,054				
Preço da compra de Potência (US\$/kW-ano)	106,78				
Custos administrativos (US\$/ano)	0,16				
		Verão	Inverno	Total	
Meses do ano		8	4	12	
Fator de Coincidência		100,0%	100,0%	100,0%	
Preço de venda de energia na ponta (US\$/kWh)		0,054	0,054	0,054	
Preço de venda de Potência na ponta (US\$/kW)		71,19	35,59	106,78	
Custo marginal de energia de longo prazo (US\$/kWh)		0,057	0,057	0,057	
Custo marginal de Potência de longo prazo (US\$/kW)		72,42	36,21	108,626	
Numero de trocas		1			
Custo de expansão e geração(US\$/kW-ano)		108,626			
Período		30			
Taxa de desconto		12,0%			
Custo de combustível (US\$/kWh)		0,0356			

Fonte: Elaboração Própria

Além disso, existem várias perspectivas de análise, conforme o agente envolvido (perspectiva do consumidor, da concessionária de distribuição, da concessionária de geração e da sociedade), cujos interesses são diferentes e em alguns casos contrários.

A seguir são mostrados os dados necessários para a avaliação da troca de lâmpadas incandescentes pelas fluorescentes compactas.

As tarifas de eletricidade no setor residencial em Honduras, aprovadas no ano 2000, são: US\$ 0,057 por kWh para o estrato de consumo entre 0 e 100 kWh ao mês, US\$ 0,083 por kWh para o estrato de consumo entre 101 e 300 kWh ao mês, US\$ 0,097 por kWh para o estrato de consumo entre 301 e 500 kWh, ao mês e US\$ 0,106 por kWh para consumos mensais maiores de 500 kWh.

Entre as lâmpadas incandescentes existentes na ZMVS, as mais populares foram as com potências nominais de 40, 50 e 60 W. Foi escolhido a de 50 W para os propósitos de avaliação econômica financeira.

Uma lâmpada fluorescente compacta de 20 W pode substituir uma lâmpada incandescente de 50 W sem reduzir o nível de iluminação e conforto.

Os preços das lâmpadas existentes no comércio da ZMVS estão ao redor de US\$ 0,418 a incandescente, e US\$ 8,0 a fluorescente compacta.

Na análise, assumiu-se que em média, as lâmpadas são usadas 4 horas ao dia. A taxa de desconto utilizada foi de 12%.

Na análise da distribuidora, foi tratado o caso da ENEE como empresa de distribuição. Isto porque até hoje, a ENEE é a única empresa de distribuição existente no país, embora a Lei Elétrica vigente, ordene a venda dos sistemas de distribuição. Como consequência disso, entre outras causas, atualmente esta-se discutindo no país uma nova Lei Elétrica, que agilizaria a privatização dos sistemas de distribuição e tornaria o

mercado elétrico hondurenho mais aberto e concorrencial. Se aprovada, novas empresas distribuidoras, comercializadoras, geradoras entrarão no mercado elétrico.

Tentando antecipar uma possível situação futura, fez-se uma separação das diferentes funções da ENEE (concessionária de distribuição, concessionária de geração), funções que serão ocupadas por empresas privadas ou seja concessionárias do serviço, de acordo com uma estrutura de mercado mais livre e concorrencial, como se pretende com a nova Lei Elétrica.

Desta maneira, os preços de compra de energia da empresa distribuidora, são os preços médios de compra de energia por parte da ENEE aos geradores privados. Estes preços médios são atualmente de US\$ 0,054 por kWh para a energia e US\$ 106,78 por kW-ano, para a potência.

O custo administrativo para a distribuidora de US\$ 0,16 ao ano por cada troca de lâmpada incandescente pela fluorescente compacta é assumido baseado em programas implementados em países centroamericanos.

Para a análise da empresa geradora, estima-se que são oito os meses de verão e quatro os de inverno. Os custos marginais de longo prazo vigentes são: US\$ 0,057 por kWh para a energia e US\$ 108,63 por KW-ano para a potência.

Para a sociedade o custo do combustível, é de US\$ 0,0356 por kWh, de acordo com os custos de combustíveis dos motores MSD, mais aptos para entrar no sistema elétrico.

Entretanto, outro uso de importância na ZMVS é a cocção. Os dados de entrada na análise econômica financeira são mostrados na tabela 7.1.5

Tabela 7.1.5: Dados Gerais na Cocção

DADOS GERAIS DA TROCA DE FOGÕES					
		Estrates			
		I	II	III	IV
Tarifas Residenciais (US\$/kWh)		0,057	0,083	0,097	0,106
Consumo Anual na Cocção (kWh/ano)		1.163,8	1.163,8	1.163,8	1.163,8
GLP equivalente (litros)		328,10	328,10	328,10	328,10
Custo do GLP (US\$/litro)	0,290				
Custo do Fogão GLP (US\$)	249,3				
Custo do fogão elétrico (US\$)	219,2				
Taxa de desconto (%)	12,0%				
Vida de fogão (anos)	15				
		Estrates			
		I	II	III	IV
Potência média evitada (kW)		0,403	0,403	0,403	0,403
Preço de compra da energia (US\$/kWh)	0,054				
Preço de compra da Potência (US\$/kW-ano)	106,78				
		Verão	Inverno	Total	
Numero de meses no verão/inverno		8,0	4,0	12,0	
Energia média evitada (kWh)		775,9	387,9	1.163,8	
potência média evitada (kW)		0,403	0,403	0,403	
Preço de venda da energia na ponta (US\$/kWh)		0,054	0,054	0,054	
Preço de venda da Potência na ponta (US\$/kW-ano)		71,19	35,59	106,78	
Custo marginal de energia de longo prazo (US\$/kWh)		0,057	0,057	0,057	
Custo marginal de Potência de longo prazo (US\$/kW-ano)		72,42	36,21	108,626	
Eletricidade média evitada (kWh/ano)	1.163,8				
Consumo equivalente de GLP (litros)	328,1				
Potência média evitada na ponta (kW)	0,403				
Custo marginal de energia na ponta (US\$/kWh)	0,057				
Custo marginal de potência na ponta (US\$/kW-ano)	106,626				
Preço de Importação de GLP (US\$/litro)	0,159				

Fonte: Elaboração Própria

O custo ao consumidor final do GLP foi de US\$ 0,29 por litro. A eletricidade média consumida na cocção foi de 1,163,8 kWh/ano. O consumo de GLP equivalente foi de 328,1 litros de GLP.

A refrigeração contribui também de maneira significativa no consumo de eletricidade. Os dados iniciais são mostrados na tabela 7.1.6

Tabela 7.1.6: Dados Gerais na Refrigeração

DADOS DAS TROCAS DE GELADEIRAS				
		Estratos		
		I	II	III
Tarifas Residenciais		0,057	0,063	0,097
		IV		
		0,106		
	Normal	Eficiente		
Energia Anual da Geladeira (kWh)	500	309		
Potência média (W)	57,1	35,3		21,8
Vida da geladeira (horas)	131.400	131.400		
Preço da Geladeira (US\$)	320,0	370,0		
PREMISSAS				
Uso (horas/dia)	24			
Taxa de desconto (%)	12%			
Período de análise (anos)	15			
Preço de compra da energia (US\$/kWh)	0,054			
Preço de compra da Potência (US\$/kW-ano)	106,78			
Custos administrativos (US\$/ano)	0,16			
		Venda	Investir	Total
Mez do ano		8	4	12
Fator de Coincidência		100,0%	100,0%	100,0%
Preço de venda da energia na ponta (US\$/kWh)		0,054	0,054	0,054
Preço de venda da Potência na ponta (US\$/kW)		71,19	35,59	106,78
Custo marginal de energia de longo prazo (US\$/kWh)		0,057	0,057	0,057
Custo marginal da Potência de longo prazo (US\$/kW)		71,30	17,10	108,626
Numero da trocas		1		
Custo da expansão e geração(US\$/kW)		108,626		
Vida útil da usina		30		
Taxa de desconto		12,0%		
Custo de combustível (US\$/kWh)		0,0356		

Fonte: Elaboração Própria

O consumo médio das geladeiras existentes no mercado da ZMVS foi de estimado em 500 kWh/ano para geladeiras de alto consumo e para as eficientes 309 kWh/ano.

Para o uso de condicionamento de ar, os dados médios encontrados foram de 18.000 BTU de capacidade e EERs entre 8,8 e 10,7 (ver tabela 7.1.7)

Tabela 7.1.7: Dados Gerais no Condicionamento de Ar

DADOS DAS TROCAS DE CONDICIONADORES DE AR				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Tarifas Residenciais	0,057	0,083	0,097	0,106
	Normal	Eficiente		
Capacidade (RTU)	18.000			
EER	8,8	10,7		
Consumo Médio (kWh/ano)	9.600,0	7.895,3		
Potência média (W)	3.287,7	2.703,9		
Vida (horas)	131.400	131.400		
Preço do Ar Condicionado (US\$)	384,0	444,0		
PREMISSAS				
Uso (horas/dia)	8			
Taxa de desconto (Noo)	12%			
Período de análise (anos)	15			
Preço de compra da energia (US\$/kWh)	0,054			
Preço de compra da Potência (US\$/kW-ano)	106,78			
Custos administrativos (US\$/ano)	0,16			
	Verão	Inverno	Total	
Meses do ano	8	4	12	
Fator de Coinidência	19,2%	19,2%	19,2%	
Preço de venda da energia na porta (US\$/kWh)	0,054	0,054	0,054	
Preço de venda da Potência na porta (US\$/kW)	71,19	36,59	106,78	
Custo marginal da energia de longo prazo (US\$/kWh)	0,057	0,057	0,057	
Custo marginal da Potência de longo prazo (US\$/kW)	72,42	36,21	108,626	
Numero de trocas	1			
Custo de exposição e garantia(US\$/kW)	108,626			
Período	15			
Taxa de desconto	12,0%			
Custo de combustível (US\$/kWh)	0,0356			

Fonte: Elaboração Própria

RESULTADOS

Os resultados são determinados pelas Figuras de Mérito, que serão resumidas em tabelas.

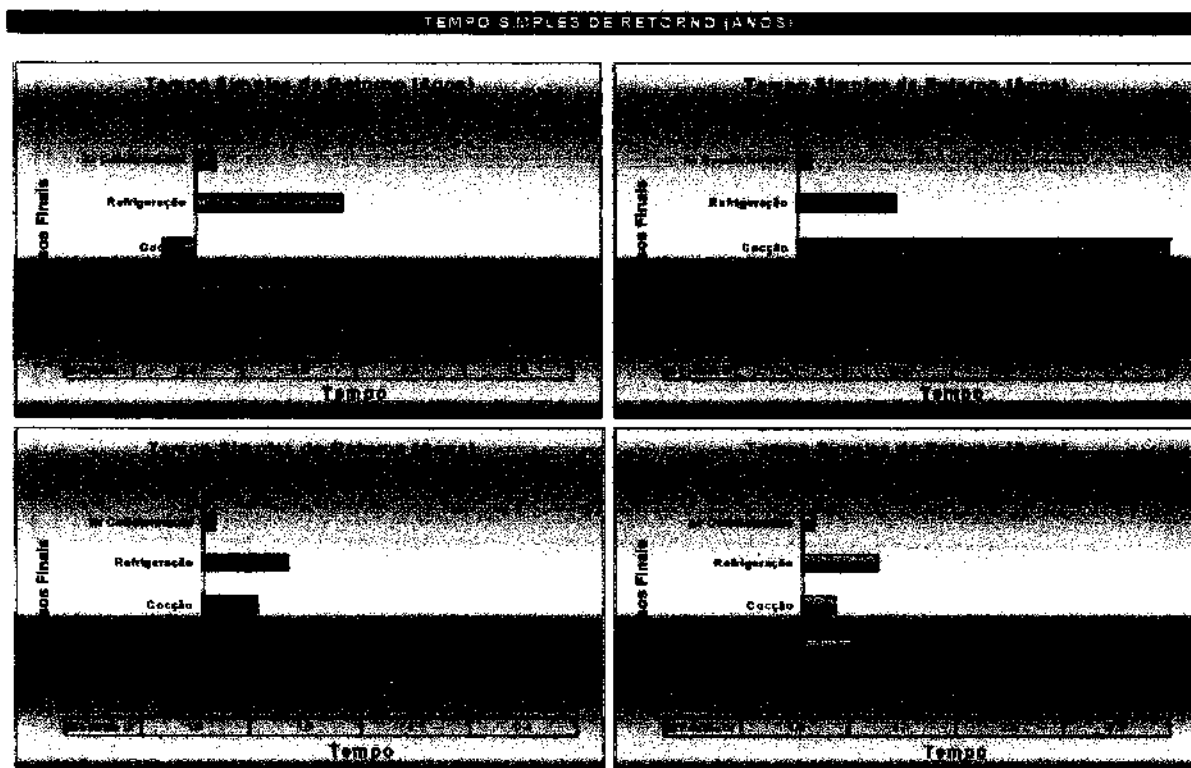
Tabela 7.1.8: Tempo Simples de Retorno

TEMPO SIMPLES DE RETORNO -TSR (ANOS)				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Iluminação	3,0	2,1	1,8	1,6
Cocção	-1,0	18,5	1,7	1,1
Refrigeração	4,6	3,1	2,7	2,5
Ar Condicionado	0,6	0,4	0,4	0,3

Fonte: Elaboração Própria

O uso de ar condicionado teve o menor TSR no estrato I, com 0,7 anos. No estrato II, a cocção teve o menor TSR com 0,4 anos. No estrato III foi 0,4 para a cocção e ar condicionado e no estrato IV foi a cocção com 0,3 anos. (ver tabela 7.1.8 e figura 7.1.3)

Figura 7.1.3: Tempos Simples de Retorno



Fonte: Elaboração Própria

A figura de mérito que relaciona somente os custos de investimentos é o custo de ciclo de vida não energético. Os resultados mostram que a iluminação tem o menor

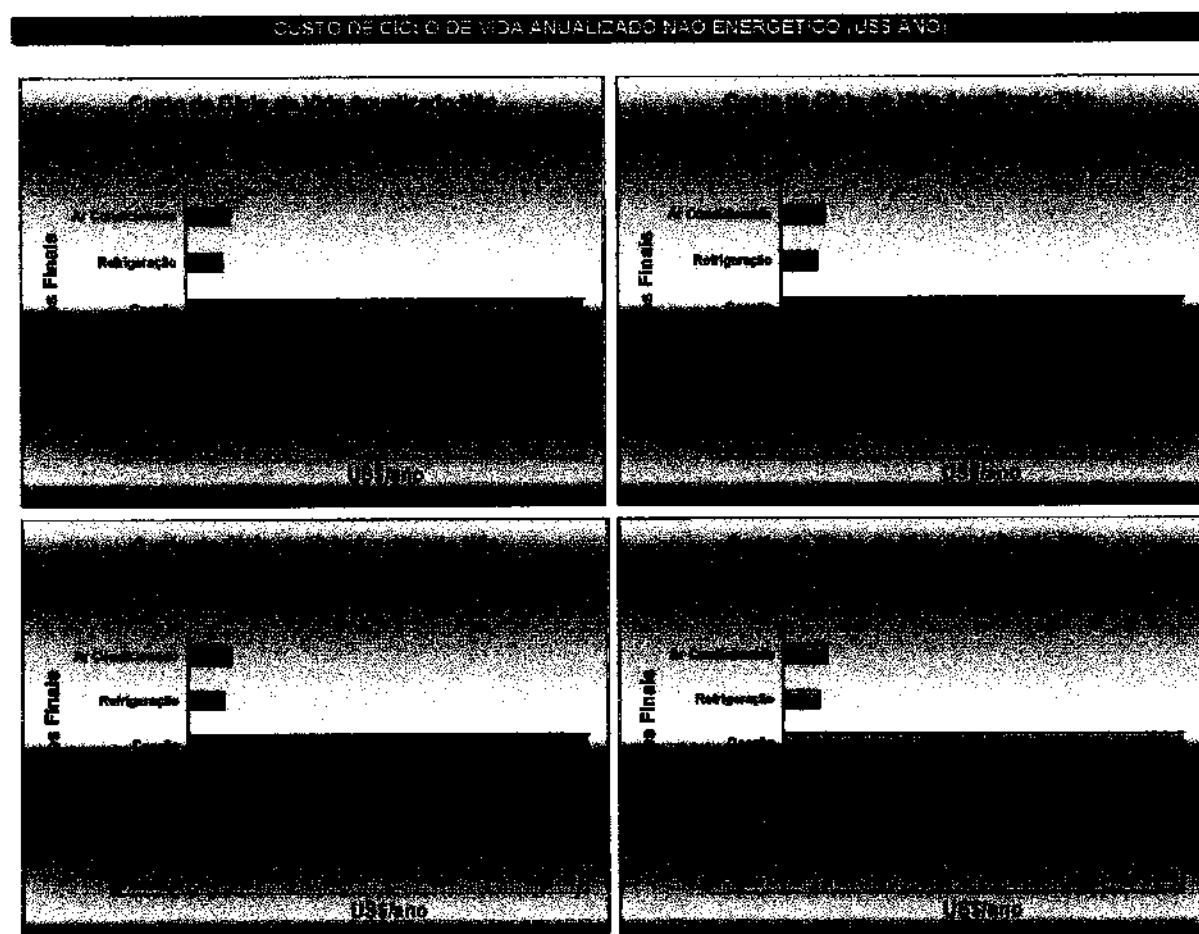
CCNANE, com US\$ 1,12 por ano. A cocção tem o maior com US\$ 99,57 por ano (ver tabela 7.1.9 e figura 7.1.4).

Tabela 7.1.9: Custo de Ciclo de Vida ao ano Não Energético

CUSTO DE CICLO DE VIDA ANUALIZADO NÃO ENERGÉTICO -CCVANE (US\$/ANO)				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Iluminação	1,12	1,12	1,12	1,12
Cocção	99,57	99,57	99,57	99,57
Refrigeração	7,34	7,34	7,34	7,34
Ar Condicionado	8,81	8,81	8,81	8,81

Fonte: Elaboração Própria

Figura 7.1.4: Custo de Ciclo de Vida ao ano Não Energético



Fonte: Elaboração Própria

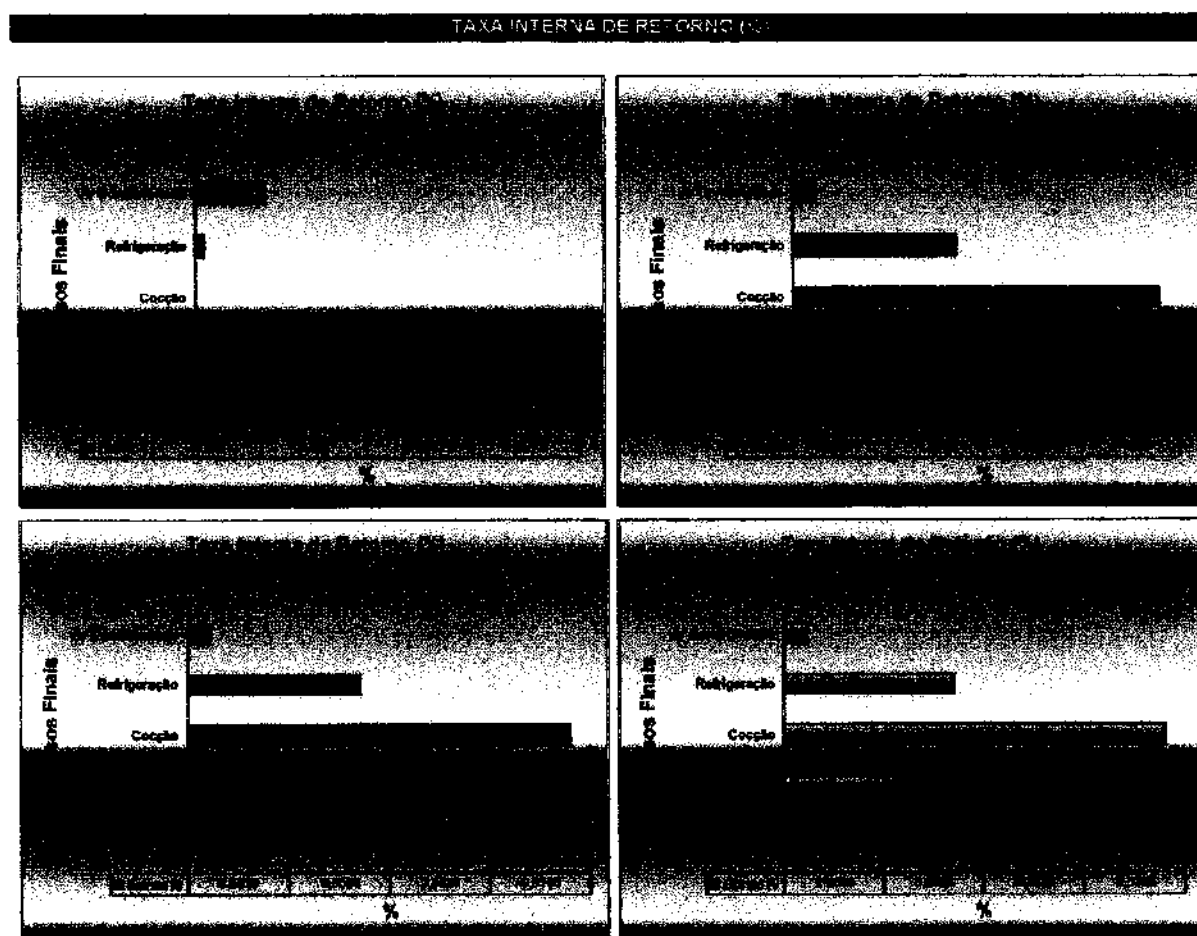
A taxa interna de retorno mais baixa foi para o uso da refrigeração, onde varia entre 37,0% e 68,1%. A maior foi o do uso do condicionamento de ar que varia entre 162,1% e 302,2% (ver tabela 7.1.10 e figura 7.1.5)

Tabela 7.1.10: Taxa Interna de Retorno

TAXA INTERNA DE RETORNO - TIR (%)				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Iluminação	37,0%	53,9%	62,2%	68,1%
Cocção	#DIV/0!	-2,5%	57,6%	95,0%
Refrigeração	20,5%	31,2%	36,6%	40,4%
Ar Condicionado	162,1%	236,3%	274,7%	302,2%

Fonte: Elaboração Própria

Figura 7.1.5: Taxa Interna de Retorno



Fonte: Elaboração própria

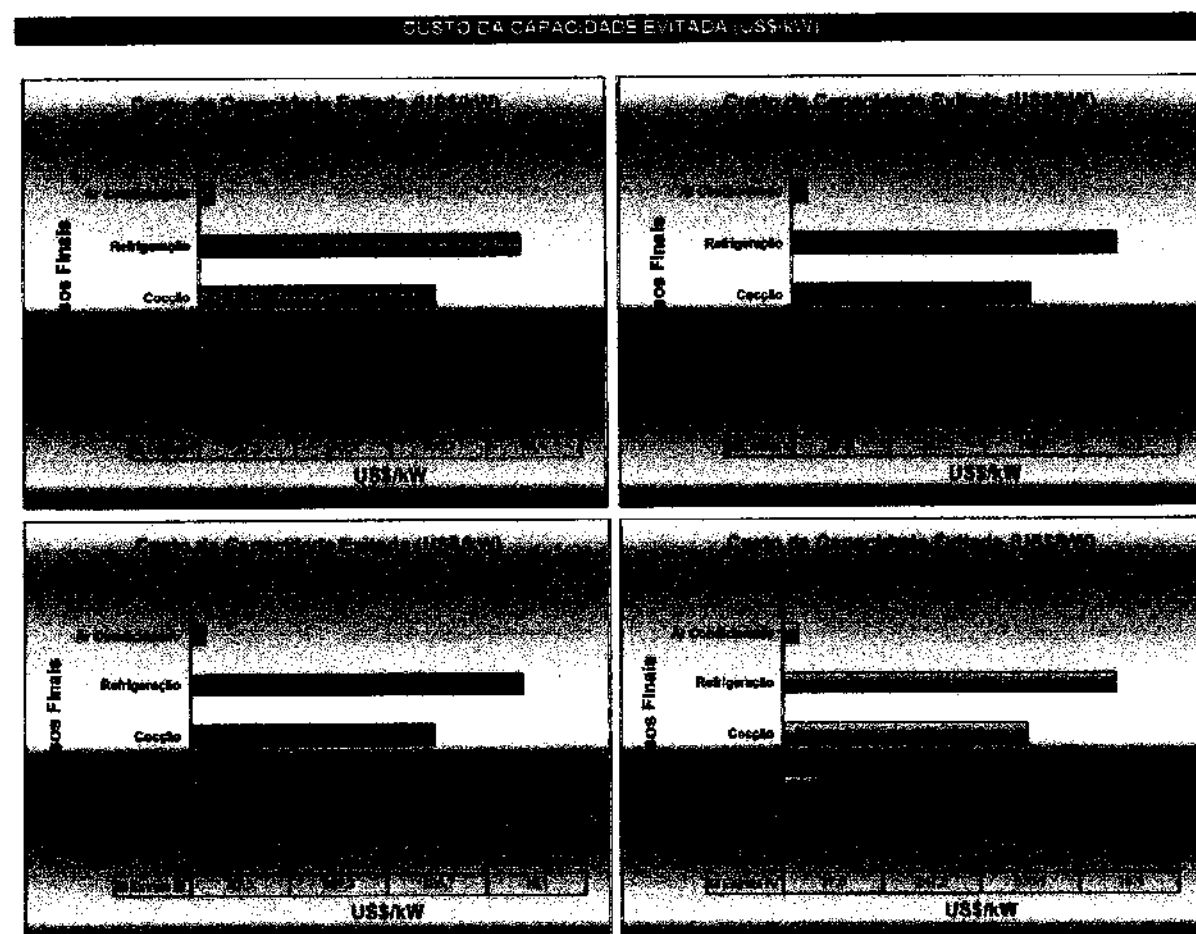
O CCE, foi de 15,1 US\$/kW-ano para o condicionamento de ar, de 37,3 para a iluminação, 247,3 para a cocção e 336,7 para a refrigeração (ver tabela 7.1.11 e figura 7.1.6)

Tabela 7.1.11: Custo da Capacidade Evitada

CUSTO DA CAPACIDADE EVITADA (US\$/KW-ANO)				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Iluminação	37,3	37,3	37,3	37,3
Cocção	247,3	247,3	247,3	247,3
Refrigeração	336,7	336,7	336,7	336,7
Ar Condicionado	15,1	15,1	15,1	15,1

Fonte: Elaboração Própria

Figura 7.1.6: Custo da Capacidade Evitada



Fonte: Elaboração Própria

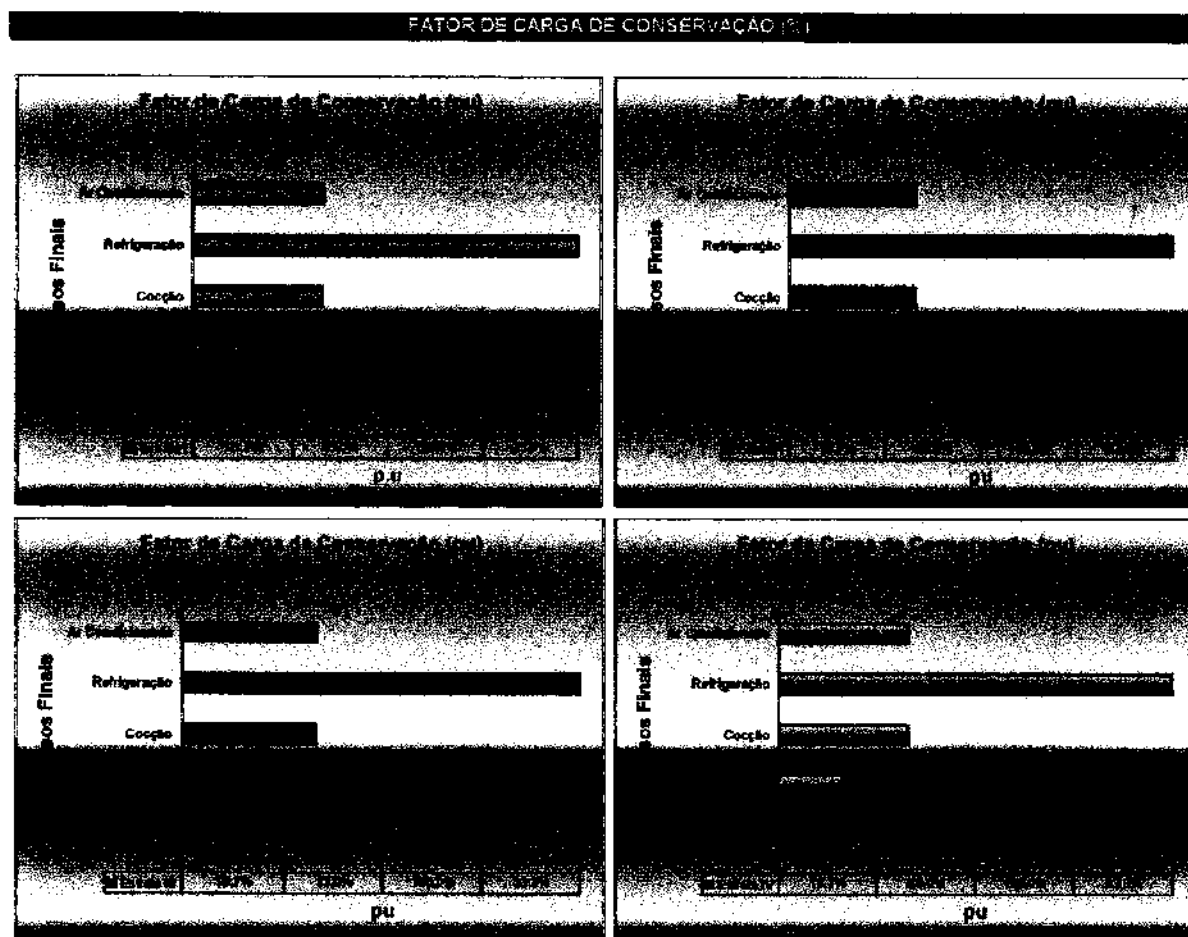
O fator de conservação de capacidade foi de 16,7 para a iluminação, 33% para a cocção, 100% para a refrigeração e 33,3 % para o condicionamento de ar.(ver tabela 7.1.12 e figura 7.1.7)

Tabela 7.1.12: Fator de Capacidade de Conservação

FATOR DE CAPACIDADE DE CONSERVAÇÃO (%)				
	Estratos			
	I	II	III	IV
Iluminação	16,7%	16,7%	16,7%	16,7%
Cocção	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%
Refrigeração	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Ar Condicionado	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%

Fonte: Elaboração Própria

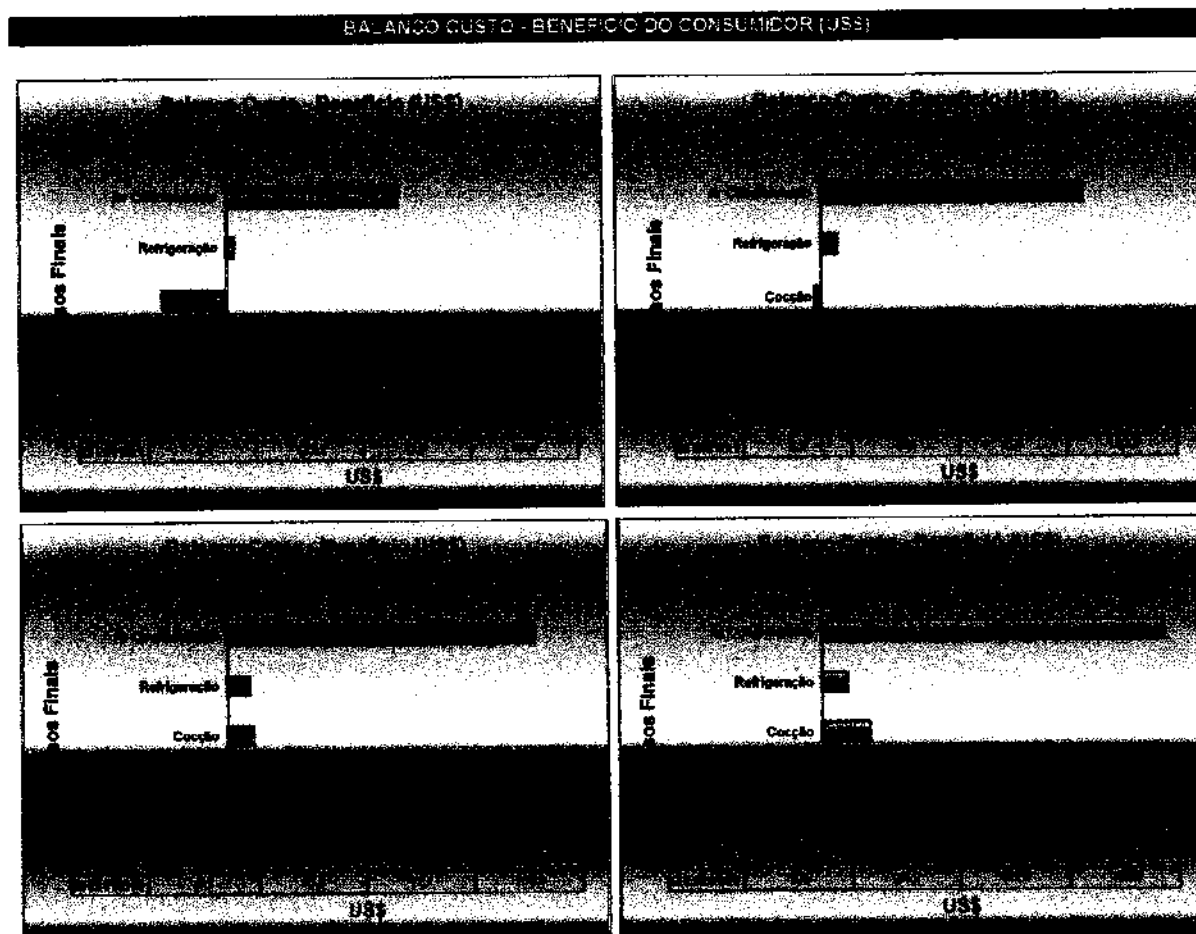
Figura 7.1.7: Fator de Capacidade de Conservação



Fonte: Elaboração Própria

Os balanços custo benefício das ações pelo lado da demanda podem ser observados segundo a perspectiva do agente participante. Para o Consumidor participante, o balanço resultante foi negativo apenas no estrato I no uso da refrigeração, entretanto para os outros usos e estratos o balanço resultou positivo (ver figura 7.1.8)

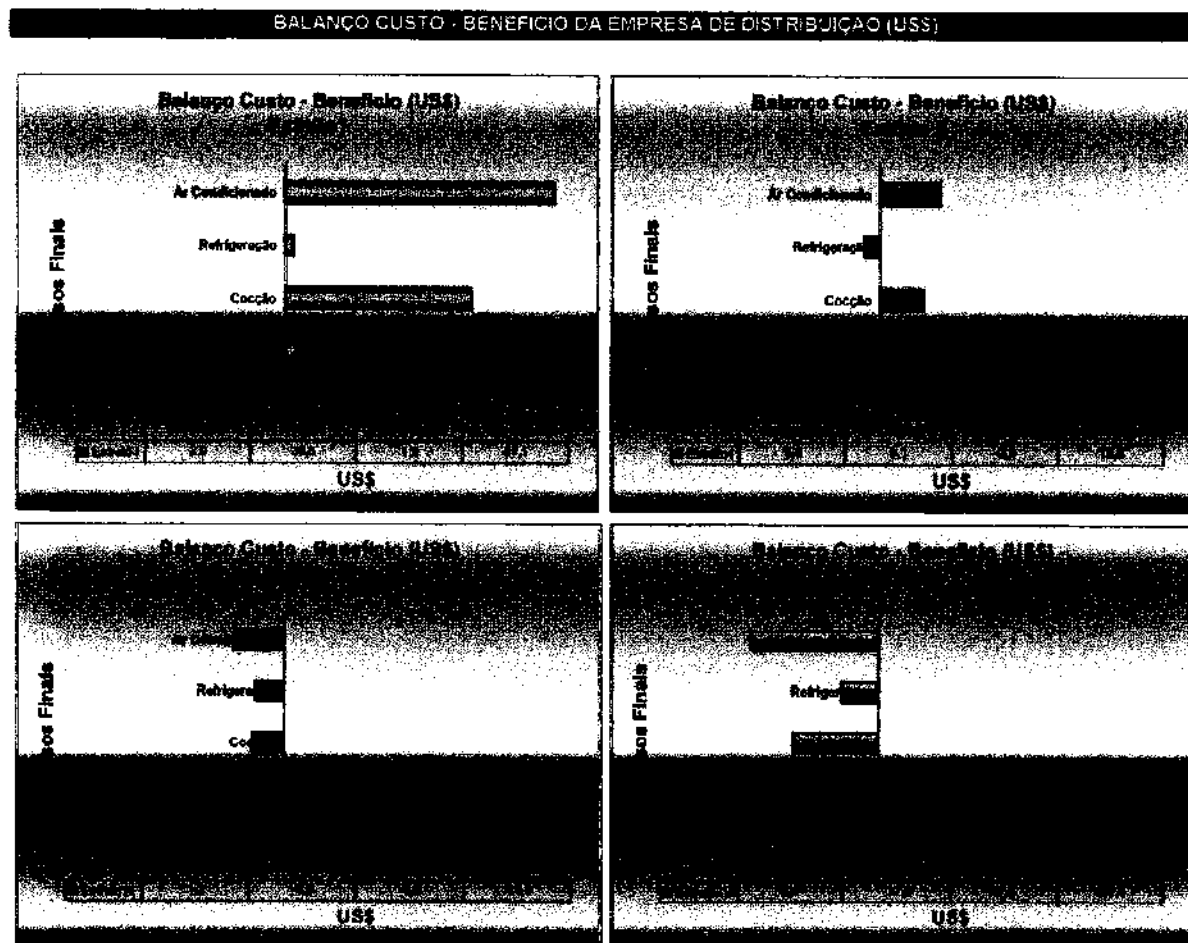
Figura 7.1.8: Balanço para o Consumidor Participante



Fonte: Elaboração Própria

Para a Distribuidora, o balanço foi positivo para todos os estratos na iluminação, foi negativo para o uso da cocção nos estratos III e IV; na refrigeração foi negativo para o estrato IV e para o condicionamento de ar foi negativo para os estratos II e IV (ver figura 7.1.9)

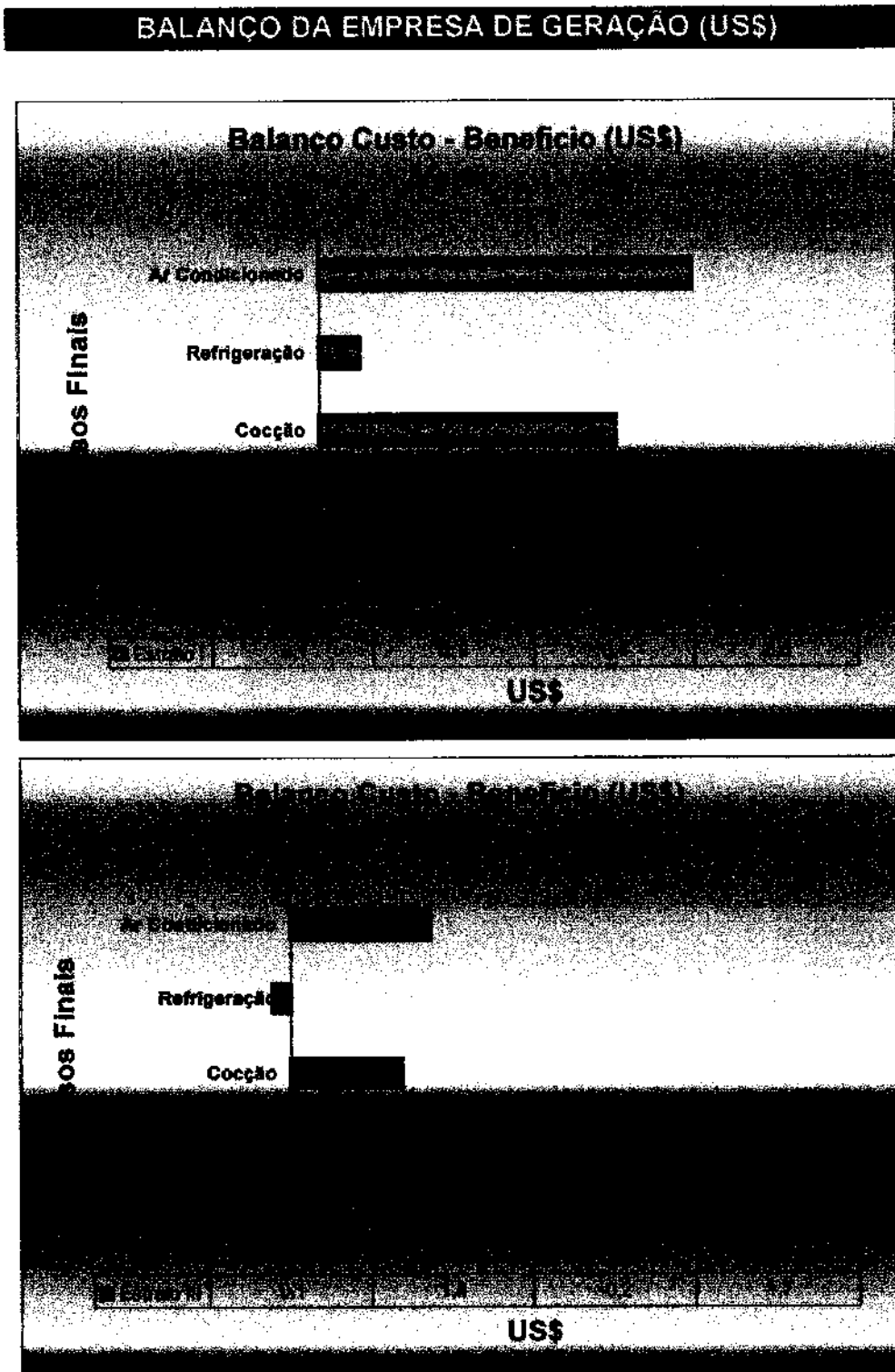
Figura 7.1.9: Balanço para a Distribuidora



Fonte: Elaboração Própria

Para a Geradora, o balanço foi negativo, somente no inverno no uso da refrigeração, enquanto para os demais usos e épocas do ano teve-se um balanço positivo.

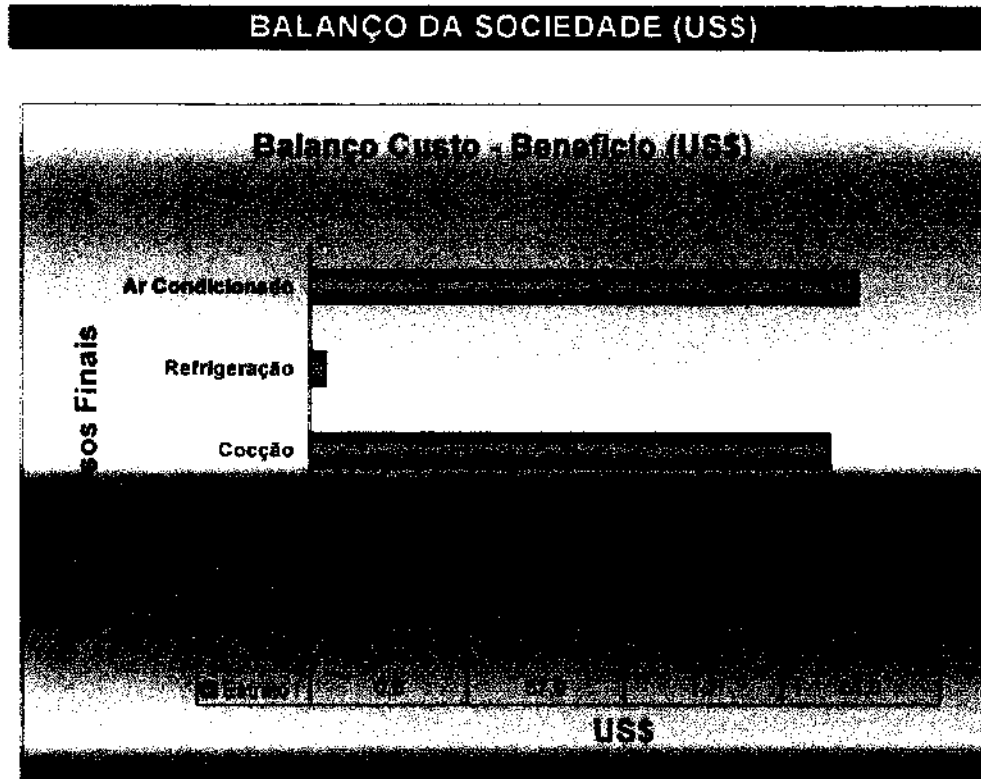
Figura 7.1.10: Balanço para a Geradora



Fonte: Elaboração Própria

Do ponto de vista da sociedade os benefícios são bons, como é mostrado na figura 7.1.11

Figura 7.1.11: Balanço para a Sociedade

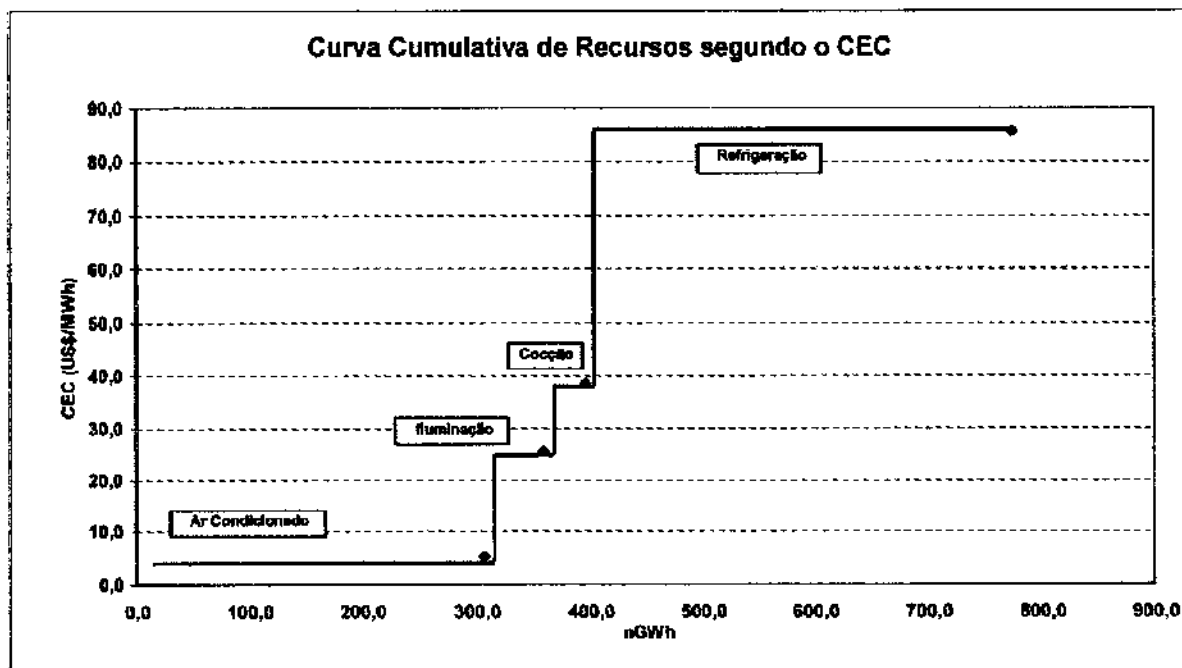


Fonte: Elaboração própria

A troca de condicionadores de ar tem o maior benefício do ponto de vista da sociedade. A iluminação tem o menor.

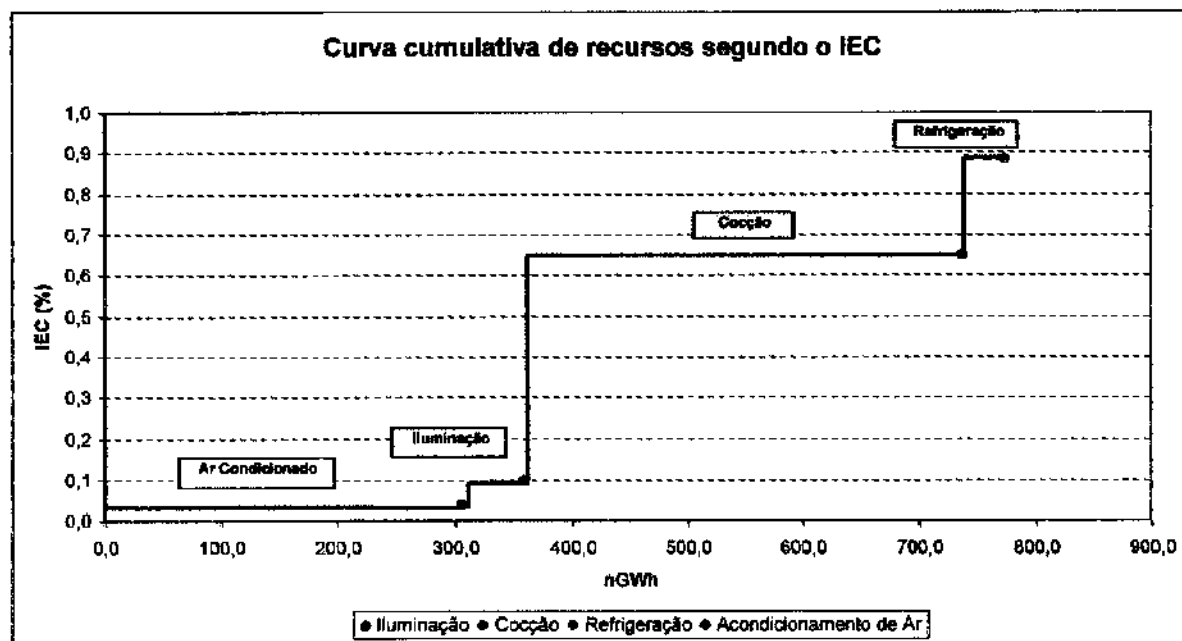
Uma priorização dos programas de eficiência energética pode ser feita através da curva cumulativa, que ordena os projetos segundo seus custos e energia economizada.

Figura 7.12: Curva cumulativa segundo o CEC



Fonte: Elaboração própria

Figura 7.13: Curva cumulativa segundo o IEC

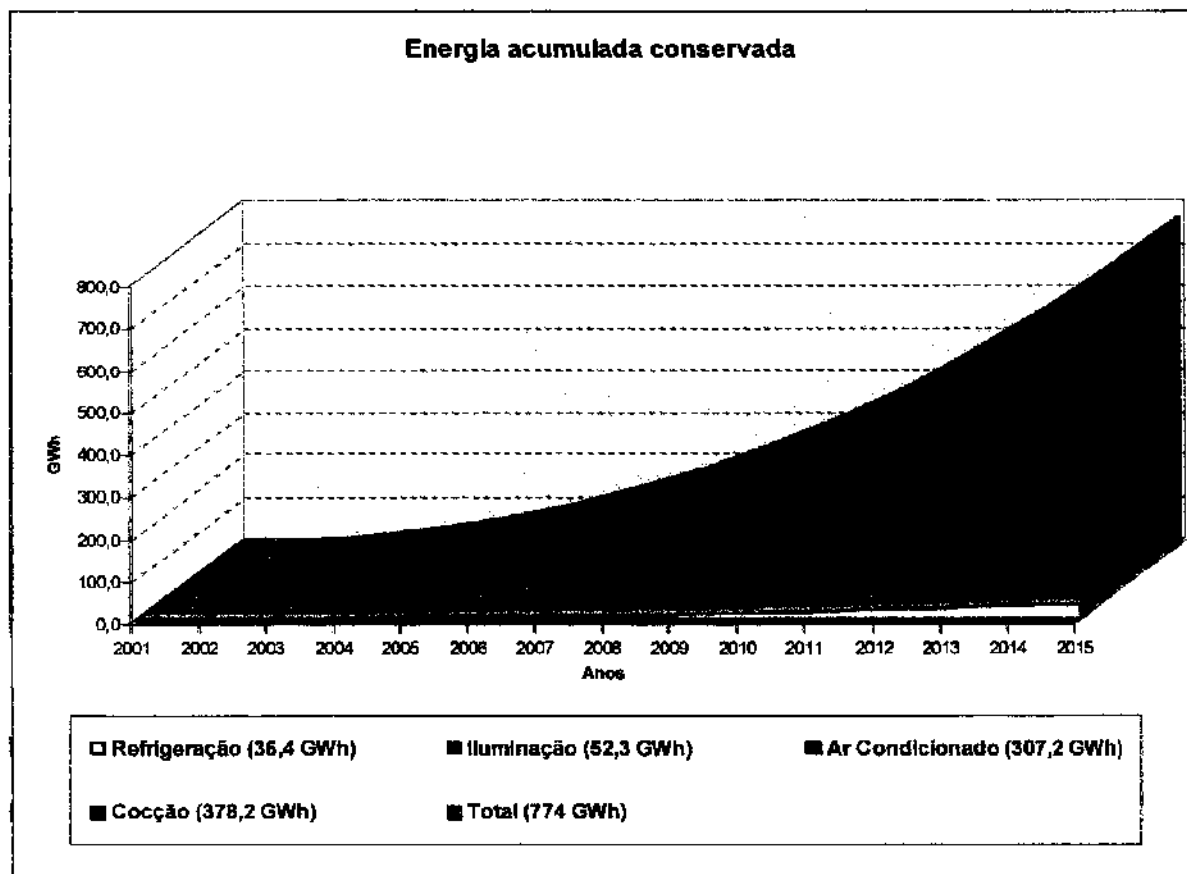


Fonte: Elaboração própria

POTENCIAL DE ECONOMIA

O potencial de economia de energia no horizonte de 15 anos foi de 774 GWh, o que representa 262,14% do consumo residencial de energia na ZMVS durante 1999 e 63,87% do consumo residencial do país. Dos 774 GWh de energia conservada, a cocção contribui com 48,9% (378,2 GWh), o condicionamento de ar 39,7% (307,2 GWh), a iluminação 6,8% (52,3 GWh) e a refrigeração 4,7% (36,4 GWh) (ver figura 7.1.14)

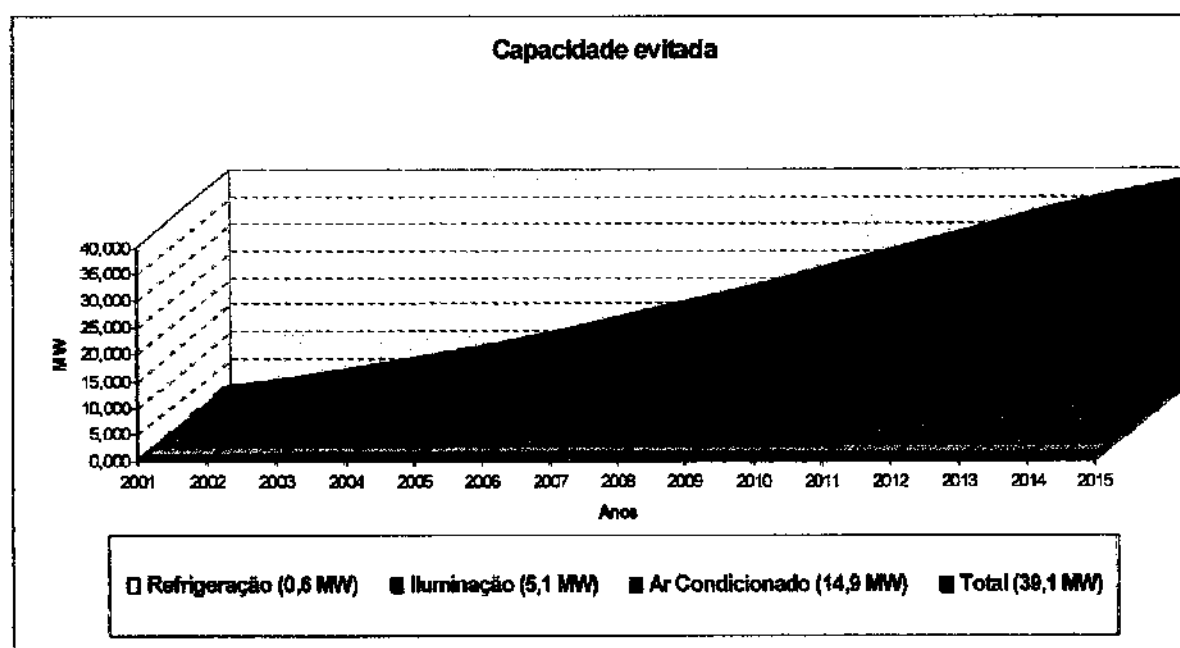
Figura 7.1.14: Energia conservada acumulada



Fonte: Elaboração própria

A capacidade evitada foi de 39,1 MW que representa 25,1% da capacidade instalada na ZMVS em 1999 e 4,6% da capacidade instalada no país. A cocção contribui com 47,4% (18,6 MW), o condicionamento de ar 38,1% (14,9 MW), a iluminação 13% (5,1 MW) e a refrigeração 1,5% (0,6 MW). A capacidade evitada no tempo é mostrada na figura 7.1.15

Figura 7.1.15: Capacidade evitada



Fonte: Elaboração própria

O maior impacto da implementação de programas de eficiência energética acontece no longo prazo, quando podem substituir energia cara e principalmente ao evitar investimentos na compra de usinas geradoras. Outro benefício importante resulta da redução de poluentes ambientais que constituem uma externalidade, já que seus custos quase nunca são integralmente internalizados.

O potencial de economia é consequência do crescimento populacional e das mudanças de equipamentos nos lares, entre outras variáveis. O crescimento populacional faz que aumente o número de usuários. Em 1999, a ZMVS teve 97,418 usuários residenciais, e o crescimento deles é mostrado na tabela 7.1.14.

Tabela 7.1.14: Projeção do Número de Usuários

ANO	NUMERO DE USUARIOS		
	Usuários	Velhos	Novos
2001	107.417	107.417	0
2002	114.267	107.417	6.850
2003	121.037	107.417	13.620
2004	128.203	107.417	20.786
2005	135.329	107.417	27.912
2006	142.682	107.417	35.265
2007	150.037	107.417	42.620
2008	157.414	107.417	49.997
2009	164.765	107.417	57.348
2010	172.151	107.417	64.734
2011	179.356	107.417	71.939
2012	186.474	107.417	79.057
2013	193.477	107.417	86.060
2014	200.336	107.417	92.919
2015	207.028	107.417	99.611

Fonte: ENEE

A taxa de crescimento no período 2001-2015 foi de 4,8%, no entanto a taxa maior foi 6,4% para o 2002 e a menor foi 3,3 no ano 2015.

Estes usuários têm em média 7 lâmpadas, e dessas 90% são incandescentes, 9% são fluorescentes e somente 1% são fluorescentes compactas.

A média de 7 lâmpadas por usuário foi mantida ao longo do período de estudo, embora o número de lâmpadas fluorescentes compactas aumente como consequência das trocas.

A posse de fogões elétricos foi de 37,3%, de geladeiras foi de 21,9% e a de condicionadores de ar 20,7%.

Se não fosse feito nada, o número de aparelhos aumentaria de acordo com o padrão existente, o que é determinado pelo Cenário Tendencial (ver tabela 7.1.15)

Tabela 7.1.15: Número de Aparelhos Cenário Tendencial

	CENÁRIO TENDENCIAL						
	NÚMERO DE LÂMPADAS				Número de	Número de	Número de
	Incandescentes	Fluorescentes	LFCs	Total	Fogões	Geladeiras	Condicionadores
2001	676,73	67,67	7,52	751,92	40,10	23,49	22,24
2002	719,88	71,99	8,00	799,87	42,66	24,99	23,66
2003	762,53	76,25	8,47	847,26	45,18	26,47	25,06
2004	807,68	80,77	8,97	897,42	47,86	28,04	26,54
2005	852,57	85,26	9,47	947,30	50,52	29,59	28,02
2006	898,90	89,89	9,99	998,77	53,26	31,20	29,54
2007	945,23	94,52	10,50	1.050,26	56,01	32,81	31,06
2008	991,71	99,17	11,02	1.101,90	58,76	34,42	32,59
2009	1.038,02	103,80	11,53	1.153,35	61,51	36,03	34,11
2010	1.084,55	108,46	12,05	1.205,06	64,26	37,65	35,64
2011	1.129,94	112,99	12,55	1.255,49	66,95	39,22	37,13
2012	1.174,79	117,48	13,05	1.305,32	69,61	40,78	38,61
2013	1.218,91	121,89	13,54	1.354,34	72,22	42,31	40,06
2014	1.262,12	126,21	14,02	1.402,35	74,78	43,81	41,48
2015	1.304,28	130,43	14,49	1.449,20	77,28	45,27	42,86

Fonte: Elaboração Própria

Neste Cenário, para o ano 2015 estima-se que 1.304.276 lâmpadas serão incandescentes, 130,428 fluorescentes e 14, 492 fluorescentes compactas.

Para a construção do Cenário Eficiente adotaram-se as seguintes hipóteses:

- ✓ A quantidade de lâmpadas, fogões, geladeiras e condicionadores de ar existentes no ano 2000, diminuirá de tal forma que no ano 2015 somente estarão em uso 50% deles.
- ✓ A partir de 2001, 70% das novas lâmpadas, novas geladeiras e novos condicionadores de ar, serão eficientes. 70% dos novos fogões serão a gás e 30% continuaram sendo elétricos.

Outros fatores relevantes que participam da análise, são:

- ✓ A posse de aparelhos de 100% para as lâmpadas, 37,3% para os fogões elétricos, 21,9 para geladeiras e 20,7 para os condicionadores de ar.

- ✓ O consumo médio das geladeiras estima-se em 500 e 309 kWh/ano para convencionais e eficientes respectivamente.

Desta maneira no Cenário Eficiente, o estoque previsto de aparelhos é mostrado na tabela 7.1.16.

Tabela 7.1.16: Número de Aparelhos Cenário Eficiente

ANO	CENÁRIO EFICIENTE						
	NÚMERO DE LÂMPADAS				Número de Fogões	Número de Geladeiras	Número de Cond. de Ar
	Incandescentes	Fluorescentes	CFL	Total			
2001	663.043	67.673	21.204	751.920	39.288	26.577	13.612
2002	670.468	71.988	57.415	799.871	39.728	26.874	13.764
2003	675.663	76.253	95.344	847.261	40.035	27.082	13.871
2004	678.887	80.768	137.765	897.420	40.226	27.212	13.937
2005	678.593	85.257	183.450	947.301	40.209	27.200	13.931
2006	674.576	89.890	234.308	998.774	39.971	27.039	13.848
2007	665.870	94.523	289.866	1.050.259	39.455	26.690	13.670
2008	652.381	99.171	350.348	1.101.900	38.656	26.149	13.393
2009	634.527	103.802	415.024	1.153.353	37.598	25.434	13.026
2010	613.701	108.455	482.902	1.205.058	36.364	24.599	12.599
2011	591.408	112.994	551.090	1.255.492	35.043	23.705	12.141
2012	570.005	117.479	617.837	1.305.321	33.775	22.847	11.702
2013	551.370	121.891	681.081	1.354.341	32.671	22.100	11.319
2014	536.747	126.212	739.393	1.402.353	31.804	21.514	11.019
2015	526.628	130.428	792.139	1.449.195	31.205	21.109	10.811

Fonte: Elaboração Própria

Desta maneira o número potencial de unidades a serem trocadas é mostrada na tabela 7.1.17

Tabela 7.1.17: Número potencial de unidades a trocar

	TROCAS DE			
	Lâmpadas	Fogões	Geladeiras	Condicionadores
2001	13.685	811	475	450
2002	49.416	2.928	1.716	1.624
2003	86.871	5.147	3.016	2.855
2004	128.791	7.631	4.471	4.232
2005	173.977	10.309	6.039	5.717
2006	224.321	13.292	7.787	7.372
2007	279.364	16.553	9.698	9.181
2008	339.329	20.106	11.779	11.151
2009	403.491	23.908	14.006	13.260
2010	470.851	27.900	16.344	15.473
2011	538.535	31.910	18.694	17.698
2012	604.784	35.836	20.993	19.875
2013	667.537	39.554	23.172	21.937
2014	725.370	42.981	25.179	23.838
2015	777.647	46.078	26.994	25.556

Fonte: Elaboração Própria

As LFCs tem uma vida de aproximadamente 10.000 horas, ou seja quase 5 anos (assumindo 4 horas/dia DE USO), pelo que serão trocadas cada 5 anos. A vida dos fogões, geladeiras e condicionadores de ar, é estimada em 15 anos.

A energia economizada, é mostrada na tabela 7.1.18. Um total de 774 GWh são economizados, dos quais a cocção contribui com 48,9% (378,2 GWh), Ar condicionado com 39,7% (307,2 GWh), a iluminação com 6,8% (52,3 GWh) e a refrigeração com 4,7% (36,4 GWh).

Tabela 7.1.18: Energia Economizada

	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado	Outros	Total
2001	0,1	0,9	0,1	0,8	0,0	1,9
2002	0,5	3,4	0,3	2,8	0,0	7,0
2003	0,8	6,0	0,6	4,9	0,0	12,3
2004	1,2	8,9	0,9	7,2	0,0	18,2
2005	1,7	12,0	1,2	9,7	0,0	24,6
2006	2,1	15,5	1,5	12,6	0,0	31,7
2007	2,7	19,3	1,9	15,7	0,0	39,4
2008	3,2	23,4	2,2	19,0	0,0	47,9
2009	3,8	27,8	2,7	22,6	0,0	56,9
2010	4,5	32,5	3,1	26,4	0,0	66,5
2011	5,1	37,1	3,6	30,2	0,0	76,0
2012	5,8	41,7	4,0	33,9	0,0	85,4
2013	6,4	46,0	4,4	37,4	0,0	94,2
2014	6,9	50,0	4,8	40,6	0,0	102,4
2015	7,4	53,6	5,2	43,6	0,0	109,8
TOTAL	52,3	378,2	36,4	307,2	0,0	774,0

Fonte: Elaboração Própria

A capacidade evitada com a implementação dessas ações alcança o valor de 40,3 MW. A cocção contribui com 46% (18,6 MW), o condicionamento de ar com 37% (14,9 MW), a iluminação com 12,6% (5,1 MW) e a refrigeração com 4,4% (1,8 MW) (ver figura 7.1.19)

Outro benefício é a redução de poluentes ambientais (ver tabela 7.1.19)

Tabela 7.1.19: Capacidade Evitada

	FATOR DE CARGA DE CONSERVAÇÃO (FCC)				Outros	Total
	16,7%	33,0%	100,0%	33,3%		
	Iluminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado		
2001	0,1	0,3	0,010	0,3	0,0	0,7
2002	0,3	1,2	0,0	0,9	0,0	2,5
2003	0,6	2,1	0,1	1,7	0,0	4,4
2004	0,8	3,1	0,1	2,5	0,0	6,5
2005	1,1	4,2	0,1	3,3	0,0	8,8
2006	1,5	5,4	0,2	4,3	0,0	11,3
2007	1,8	6,7	0,2	5,4	0,0	14,1
2008	2,2	8,1	0,3	6,5	0,0	17,1
2009	2,6	9,6	0,3	7,7	0,0	20,3
2010	3,1	11,2	0,4	9,0	0,0	23,7
2011	3,5	12,8	0,4	10,3	0,0	27,1
2012	3,9	14,4	0,5	11,6	0,0	30,4
2013	4,4	15,9	0,5	12,8	0,0	33,6
2014	4,7	17,3	0,5	13,9	0,0	36,5
2015	5,1	18,6	0,6	14,9	0,0	39,1
TOTAL	8,1	18,6	0,6	14,9	0,0	39,1

Fonte: Elaboração Própria

LADO DA OFERTA

No lado da oferta podem-se incluir na análise a introdução de fontes renováveis e da cogeração.

Dependendo dos seus custos de capital e operação e manutenção, as usinas podem operar na base, na zona intermediária ou na ponta.

As térmicas existentes com menores custos variáveis são as usinas de Lufusa2, Elcosa3 e EMCE2 com 35,57 US\$/MWh. As usinas com o maior custo variável são as turbinas de gás da ENEE com 93,37 US\$/MWh. Com estes custos, constrói-se a curva de seleção da geração de eletricidade, que se apresenta na tabela.

Tabela 7.1.20: Usinas térmicas existentes

Usinas Térmicas Existentes			
	Capacidade (MW)	Variáveis (US\$/MWh)	Fixos (US\$/kW-ano)
Lufusa2	70,00	35,57	12,31
EMCE2	88,00	35,57	12,31
Emce	88,40	42,90	88,00
Elicosa1	80,00	60,30	206,23
Lufusa	40,00	49,60	236,06
TgasENEE	13,50	53,37	n/d
Santa Fé	5,00	71,14	n/d

Fonte: ENEE

O Plano de Expansão da Geração identificou a necessidade de adicionar ao sistema diferentes tipos de tecnologias para a geração de eletricidade, entre elas, Motores Diesel de Média Velocidade (MSD), Turbinas a Gás, e Ciclo Combinado. O ano de entrada no sistema hondurenho e seus respectivos custos fixos e variáveis são mostrados na tabela

Tabela 7.1.21: Usinas do plano de expansão

Usinas Futuras					
	Tipo	Ano	Capacidade (MW)	Variáveis O&M (US\$/MWh)	Fixos (US\$/kW-ano)
Diesel1(Bunker)	T	2001	100	35,57	108,83
Ciclo Combinado1(Diesel)	T	2002	110	35,57	93,11
Diesel2(Bunker)	T	2003	20	35,57	108,83
Diesel3(Bunker)	T	2004	20	35,57	108,83
Ciclo Combinado2(Diesel)	T	2004	100	35,57	93,11
Cangrejal	H	2005	80	0,00	389,43
Llanitos	H	2006	84	0,00	381,34
Patuca2	H	2007	270	0,00	31,44
Tgas1(Diesel)	T	2011	100	53,69	55,86
Ciclo Combinado3(Diesel)	T	2011	100	35,57	93,11
Tgas2(Diesel)	T	2013	50	55,71	62,07

Fonte: ENEE

Alguns projetos renováveis e de cogeração são mostrados nas tabelas

Tabela 7.1.22: Projetos renováveis

Projecto	Potência MW	Fator Cap. (%)	Geração GWh	Diminuição dos GEE (10 ³ Toneladas)			
				CO2	CO	N2O	NOx
Bambú	50	40%	175,2	142,7	0,0292	0,0012	0,3892
Resíduos de Madeira	30	40%	105,1	85,6	0,0175	0,0007	0,2335
Eólico	60	25%	131,4	107,0	0,0219	0,0009	0,2919
Total	140	35%	411,7	335,3	0,0686	0,0027	0,9145

Fonte: Carcamo

Tabela 7.1.23: Projetos de cogeração

Empresa	Investimento 10 ³ US\$	Economia		Potência Instalada MW	Geração de Eleticidade GWh/ano	Excedente de Eleticidade GWh/ano	Pay Back anos	Redução dos GEE (10 ³ Toneladas)			
		Anual						CO ₂	CO	NO _x	SO _x
		10 ³ US\$	GWh								
Cerveceria Hondureña SA	5.971,32	1.114,08	12,4	10,7	82,2	67,2	5,4	54,74	0,01	0,00	0,15
Cerveceria Hondureña Teg.	126,00	183,46	2,4	2,2	82,2	66,2	0,7	53,93	0,01	0,00	0,15
Leche y Derivados (LEPDE)	940,59	187,87	0,5	1,3	10,5	5,5	4,8	4,48	0,00	0,00	0,01
Embaladora de Sula	57,32	98,89	2,9	3,0	24,0	20,5	0,7	16,69	0,00	0,00	0,05
Tabacalera Hondureña SA	888,89	180,78	6,4	0,8	6,3	2,7	4,8	2,21	0,00	0,00	0,01
Empacadora San Lorenzo	653,65	36,15	3,7	0,6	5,0	2,2	6,8	1,76	0,00	0,00	0,00
TOTAL	8.616,31	1.858,34	28,1	18,6	210,2	184,3	4,6	133,81	0,02	0,00	0,36

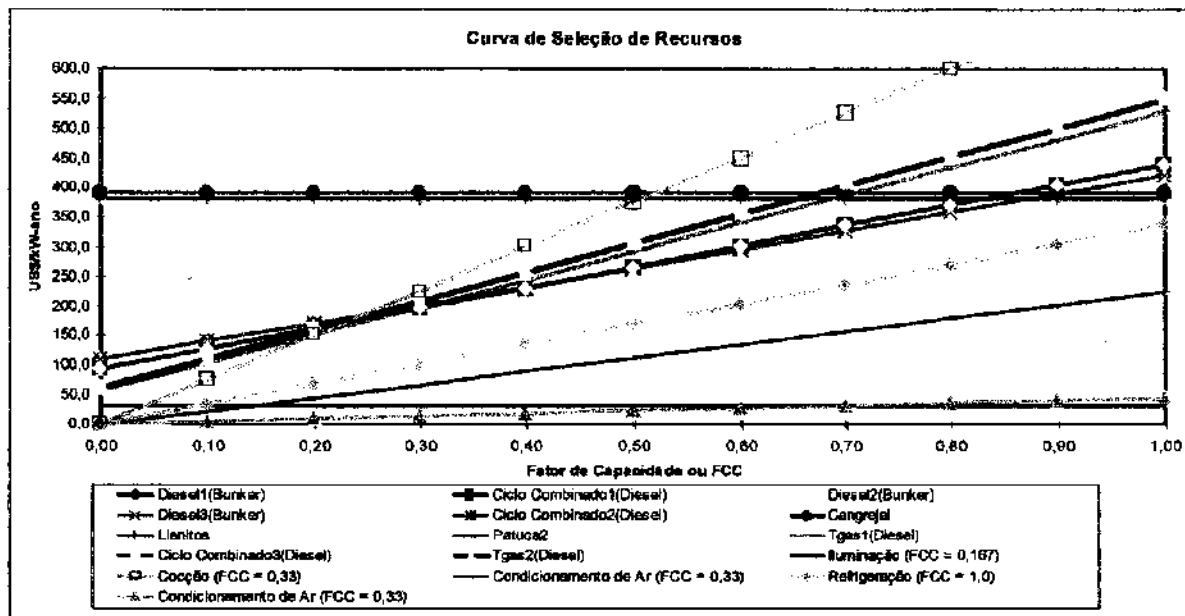
Fonte: ENEE

INTEGRAÇÃO DE RESULTADOS

Para todos os fatores de capacidade, os programas de condicionamento de ar, iluminação e refrigeração, mostram ser mais atrativos que as usinas do plano de expansão, exceto a usina hidrelétrica de Patuca-2, que a partir de um fator de capacidade de 15% mostra ser a usina mais barata do plano de expansão e dos programas de eficiência energética. No entanto, os programas de eficiência energética podem competir com as demais.

O programa de cocção mostra ser mais atrativo do que as usinas de Cangrejal e Los Llanitos, para fatores de capacidade inferiores a 50%.

Figura 7.1.16: Curva de seleção de recursos



Fonte: Elaboração própria

EMISSIONES DE POLUENTES

Os programas de eficiência energética propostos permitiriam evitar a emissão de 540,9 mil toneladas de CO₂; 110,7 toneladas de CO; 4,4 toneladas de N₂O, 1,47 mil toneladas de NO_x, ao longo do horizonte de análise.

Os projetos de energias renováveis incluídos neste trabalho permitiriam reduzir a emissão em 335,3 mil toneladas de CO₂; 68,6 toneladas de CO; 2,7 toneladas de N₂O e 914 toneladas de NO_x, ao longo do horizonte avaliado.

Os projetos de cogeração incluídos neste trabalho permitiriam reduzir a emissão em 133,8 mil toneladas de CO₂; 30,0 toneladas de CO; 1,1 toneladas de N₂O e 360 toneladas de NO_x.

Integrando estes projetos no planejamento elétrico a nível nacional são montados quatro cenários.

1. Cenário térmico
2. Cenário médio
3. Cenário médio + eficiência energética
4. Cenário médio + eficiência energética + fontes renováveis + cogeração .

O cenário térmico, pretende fazer uma indicação do que aconteceria se as necessidades de energia fossem cobertas mediante energia puramente térmica.

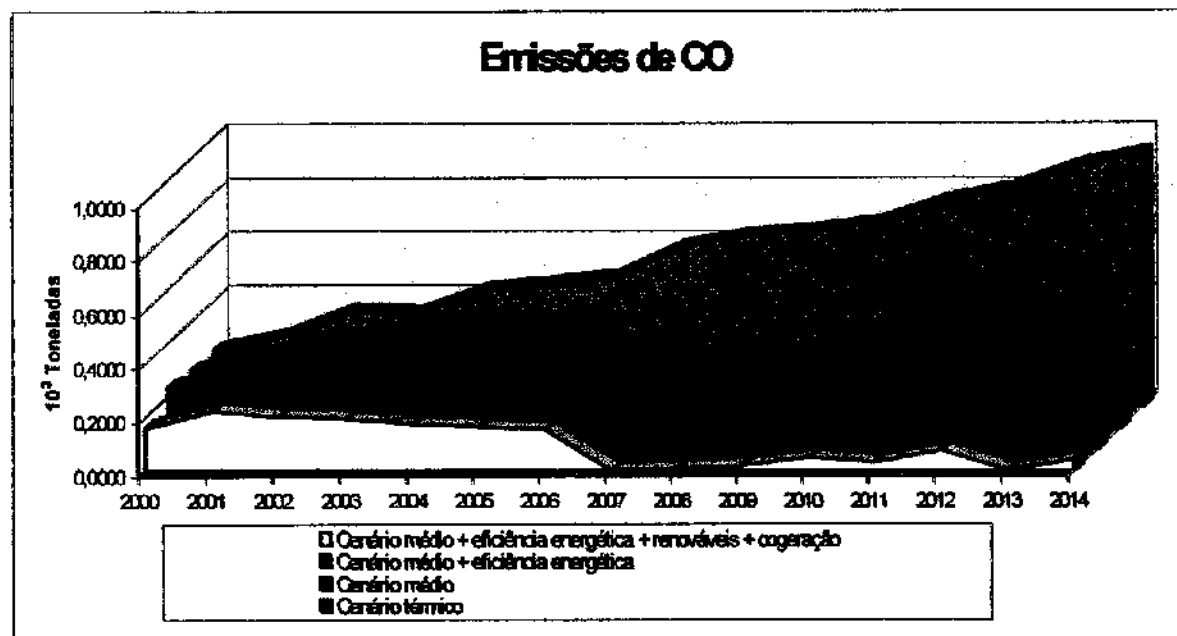
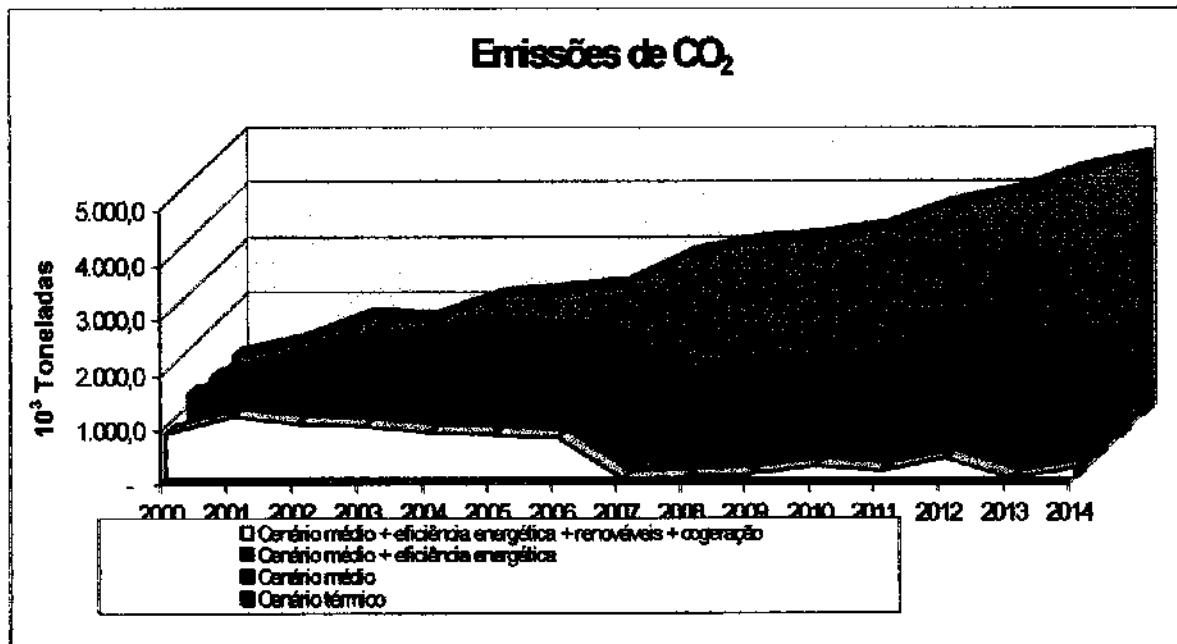
As emissões globais no cenário térmico alcançam o valor de 42.534,87 mil toneladas de CO₂; 8,5 mil toneladas de CO; 341 toneladas de N₂O; 113,6 mil toneladas de NO_x.

O cenário médio ao incluir hidrelétricas permitiria reduzir 18.759,2 mil toneladas de CO₂; 3,7 mil toneladas de CO; 150,2 toneladas de N₂O e 50 mil toneladas de NO_x comparado ao cenário térmico.

O cenário médio + eficiência energética ao incluir programas de eficiência energética permitiria reduzir 11.275,6 mil toneladas de CO₂; 2,24 mil toneladas de CO; 90,0 toneladas de N₂O e 30,0 mil toneladas de NO_x. comparado ao cenário médio.

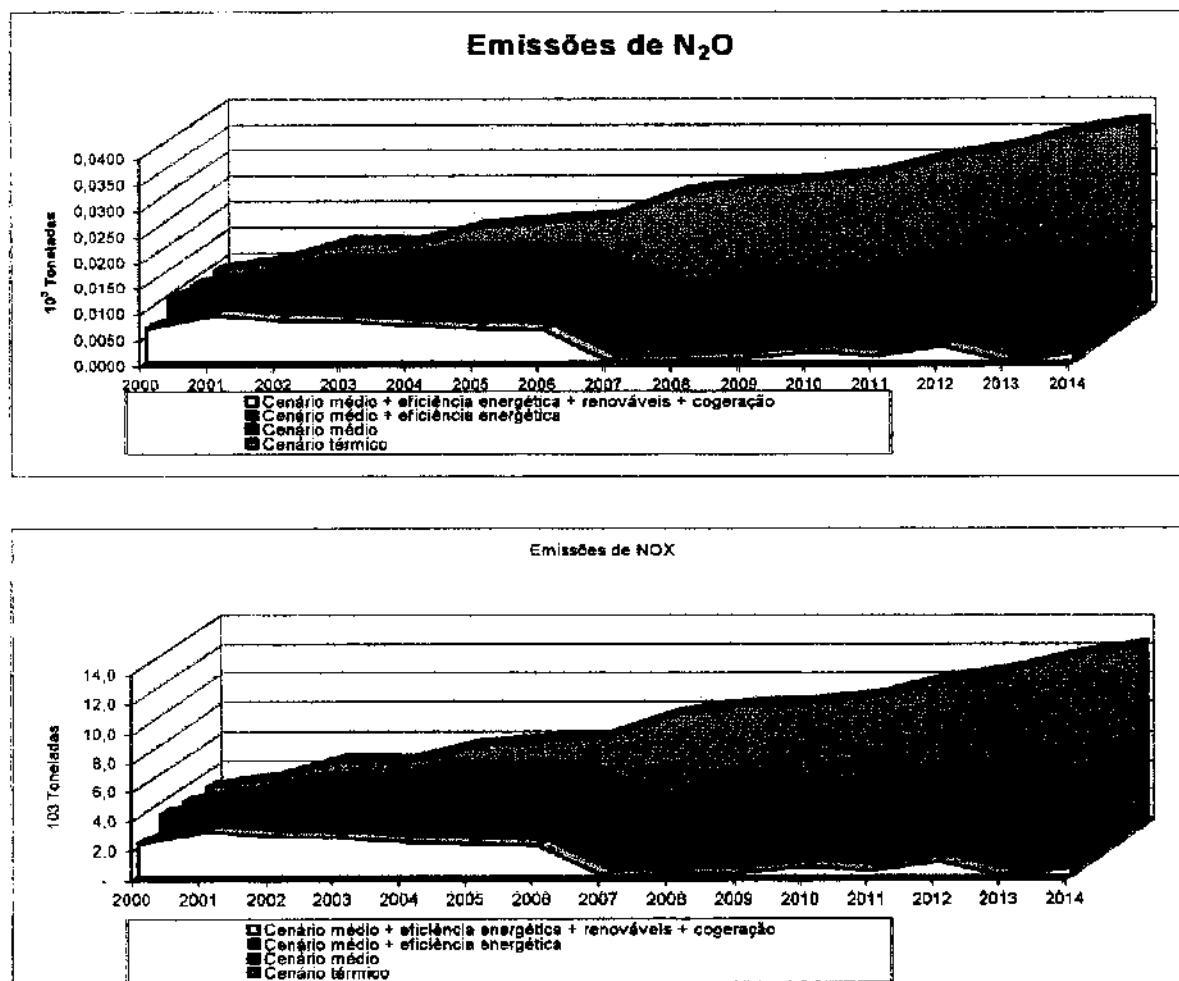
O cenário médio + eficiência energética + renováveis + cogeração permitiria reduzir 16.304,9 mil toneladas de CO₂; 3,27 mil toneladas de CO; 130 toneladas de N₂O e 43,7 mil toneladas de NO_x. comparado ao cenário médio.

Figura 7.1.17: Emissões de CO₂ e CO



Fonte: Elaboração própria

Figura 7.1.18: Emissões de N2O e NOx



Fonte: Elaboração própria

Tabela 7.1.22: Custo do carbono evitado segundo o tipo de usina

	Custo da Energia Conservada (US\$/kWh)			
	Illuminação	Cocção	Refrigeração	Ar Condicionado
	0,026	0,086	0,038	0,005
Custo do carbono evitado (US\$/Tonelada)				
TGAS DE ENEE (Diesel)	26,3	88,1	39,6	5,3
LUFUSSA (Diesel)	31,4	105,1	47,2	6,3
LUFUSSA II (Diesel)	39,8	133,5	60,0	8,1
EMCE (Bunker)	33,5	112,1	50,3	6,8
EMCE II (Bunker)	39,8	133,5	60,0	8,1
ELCOSA (Bunker)	39,2	131,3	59,0	7,9
ARRENDA (Diesel)	37,4	125,3	56,3	7,6
MS DIESEL (Bunker)	32,8	109,8	49,3	6,6
C COMBINADO (Diesel)	42,5	142,2	63,9	8,6

Fonte: Elaboração própria

7.2 Recomendações

1. Previa-se que antes do encerramento deste trabalho estivessem disponíveis todos os dados relativos ao “Programa de manejo de la demanda en la Zona Metropolitana del Valle de Sula”, infelizmente esta expectativa não se concretizou e diversos parâmetros e dados foram estimados. Recomenda-se que assim que os dados efetivos estiverem disponíveis, sejam reavaliadas as análises técnico-econômicas (capítulo IV) e as conclusões (capítulo VII).
2. Recomenda-se o desenvolvimento de programas de medições e avaliação de desempenho em condições de laboratório e no campo de equipamentos de uso final de energia, principalmente de fogões, geladeiras e condicionadores de ar.
3. A falta de informação e persuasão dos consumidores quanto aos benefícios das novas tecnologias (LFCs, geladeiras e condicionadores de ar eficientes) e o alto custo de investimento das mesmas são as barreiras mais comuns para o sucesso dos programas de gerenciamento da demanda de energia, pelo que se recomendam campanhas de educação, “rebates” nos preços a varejo e mecanismos de financiamento como incentivos para superar as barreiras.
4. Quando as avaliações econômico-financeiras das ações pelo lado da demanda não tenham benefícios significativos para as concessionárias, mas tenham benéficos substanciais para a sociedade, recomenda-se que seja o governo que desenvolva as campanhas educacionais entre a população.
5. Recomenda-se o desenvolvimento de um programa de etiquetamento de aparelhos elétricos, com o objetivo de alcançar maiores níveis de penetração de tecnologias eficientes..

APÊNDICE

EXPERIÊNCIAS DE PROGRAMAS DE GERENCIAMENTO DA DEMANDA NO BRASIL E NO EXTERIOR E PROGRAMA PROPOSTO PARA HONDURAS

Nesta seção serão analisados os programas de gerenciamento da demanda desenvolvidos no Brasil e no exterior e logo se propõe um programa para Honduras..

PROGRAMAS DE ILUMINAÇÃO

Esta seção descreve resumidamente experiências anteriores em programas de GLD voltados para iluminação, cuja metodologia básica pode ser estendida para outros programas como à cocção, refrigeração e condicionamento de ar. Estas descrições são aqui apresentadas com o propósito de esclarecer as componentes básicas de programas já desenvolvidos no mundo, para que sirvam de guia para a elaboração de um programa em Honduras. Os programas estudados foram:

- ✓ O programa piloto de Fortaleza, Brasil
- ✓ O programa de iluminação eficiente no México
- ✓ O programa de Iluminação eficiente na Polônia
- ✓ O programa DSM na Jamaica
- ✓ O programa de promoção de eficiência da eletricidade na Tailândia
- ✓ Campanha nacional de economia de energia no Peru
- ✓ O programa EST no Reino Unido
- ✓ O Programa DSM no Dinamarca

Programa de Fortaleza

Em 1996 a ELETROBRÁS/PROCEL juntamente com a COELCE realizaram um programa piloto com ênfase em iluminação residencial na cidade de Fortaleza (Sauer, I., et.al.,1999). O programa foi idealizado com as seguintes características básicas:

- ✓ Objetivou-se a substituição de 30.000 lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas, causando uma redução estimada de 900 kW em potência e 975 MWh/ano em energia;
- ✓ Utilização de lâmpadas fluorescentes compactas ou circulares com reator magnético ou eletrônico em substituição às lâmpadas incandescentes de 60W ou 100W;
- ✓ Requerimento de certificação das lâmpadas de acordo com padrão estabelecido pelo PROCEL;
- ✓ Financiamento de até R\$ 10,00 por lâmpada, pagos em 10 parcelas na conta de luz (disponível a todos consumidores residenciais).
- ✓ Desconto de R\$ 8,00 e R\$4,00 por lâmpada para consumidores com consumo médio de até 30 kWh/mês e de 30 a 140 kWh/mês respectivamente;
- ✓ Divulgação do programa através de folheto distribuído juntamente com a conta de luz, de cartazes afixados em locais públicos, de veiculação de mensagens em rádios comunitárias e em carros de som;
- ✓ Treinamento dos comerciantes para o esclarecimento adicional da população, no correto preenchimento e encaminhamento dos coupons e formulários de controle.

A avaliação do programa indicou os seguintes resultados:

- ✓ Substituição de aproximadamente 12.000 lâmpadas;
- ✓ Redução estimada do consumo de energia entre 400 a 500 MWh por ano e de 360KW da demanda de potência;
- ✓ Custo total de aproximadamente R\$ 260.000 (1997);

As dificuldades e principais problemas encontrados neste programa piloto foram:

- ✓ Desconhecimento ou não entendimento do programa pelos consumidores;
- ✓ Custo elevado das lâmpadas;

- ✓ Estoque insuficiente do comércio;
- ✓ Prazo curto para execução do programa ocasionando erros na execução e coordenação.

As dificuldades apresentadas acima sugerem que programas similares devem estar alertas para os seguintes potenciais problemas a serem encontrados em programas similares:

- ✓ **Informação:** as campanhas de conscientização e informação devem ser claras e devem ser projetadas para atingir a população através de todos os meios possíveis.
- ✓ **Preços:** a negociação de preços de fornecimento e margens do varejo deve enfatizar a necessidade de colaboração mútua (empresa elétrica / comerciantes) para o sucesso do programa. O correto dimensionamento dos incentivos é vital para a eficácia do programa dentro dos estratos desejados.
- ✓ **Disponibilidade de lâmpadas:** negociações antecipadas com fornecedores e comerciantes contribuem para o correto dimensionamento dos estoques durante as diversas fases do programa.

Programa ILUMEX (México)

O programa ILUMEX High Efficiency Lighting foi um esforço conjunto da "Comisión Federal de Electricidad (CFE)" e da "Secretaria de Hacienda y Credito Publico" do México, do Banco Mundial, e do governo da Noruega para substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas eficientes no setor residencial dos Estados mexicanos de Jalisco e Nuevo Leon (Vasquez, 1997). A substituição foi realizada entre maio de 1994 e dezembro de 1996.

O ILUMEX foi idealizado em 1992 e em sua implementação apresentou as seguintes características básicas:

- ✓ Substituição de 1,7 milhões de lâmpadas incandescentes por lâmpadas eficientes para uma redução de aproximadamente 170 GWh/ano e evitando-se a construção de 100 MW em geração térmica;

- ✓ Utilização de lâmpadas fluorescentes compactas e circulares, com fator de potência superior a 90% e rendimento superior a 47 lumens/watt;
- ✓ Requerimento de homologação por laboratórios especificados. Amostragem dos lotes recebidos para controle da qualidade;
- ✓ Financiamento do valor da lâmpada excendendo o coupon de 63% do custo da lâmpada para compras superiores a três lâmpadas;
- ✓ Financiamento e coupon calculado de forma que o pagamento do empréstimo pelos consumidores de estratos inferiores seja igual à economia de energia obtida.
- ✓ Ampla divulgação nos meios de comunicação disponíveis;
- ✓ Venda direta em estandes da empresa elétrica e em stands localizados dentro de grandes empresas;
- ✓ Extensivo programa de controle e avaliação do projeto. Metas bem definidas.

Dentre os resultados deste programa menciona-se:

- ✓ Substituição de 1,7 milhões de lâmpadas durante aproximadamente 31 meses;
- ✓ Geração evitada de 169 GWh/ano implicando na redução de 727.000 toneladas equivalentes de CO₂ durante a vida do projeto;
- ✓ Perdas de receitas da CFE evitadas de US\$16 milhões (energia subsidiada);
- ✓ Custo por lâmpada para a concessionária de US\$10,14 (1993 \$) e custos administrativos (administração, marketing, monitoramento e avaliação) de US\$3,38 por lâmpada;
- ✓ Custo médio da redução de gases de efeito estufa de US\$32/ton de CO₂ (somente as componentes do GEF e Governo Norueguês);
- ✓ Custo da energia conservada de US\$33/MWh (considerando todo o investimento no projeto);
- ✓ Custo de potência evitada de US\$230/KW (considerando todo o investimento no projeto).

Baseando-se na experiência Mexicana com o ILUMEX pode-se destacar os seguintes pontos de potencial valor em programas amplos de substituição de lâmpadas:

- ✓ **Apoio Internacional:** o programa ILUMEX conseguiu levantar 56% do investimento como doações de organismos internacionais voltados à área ambiental.
- ✓ **Planejamento, monitoramento, e auditorias:** estas tarefas permitem a perfeita coordenação entre os atores e dão credibilidade merecedora do apoio internacional;
- ✓ **Vendas diretas:** apesar do ILUMEX não se basear na "transformação de mercado" este programa pode ser considerado um exemplo de atuação rápida na "transformação cultural" da população. As vendas diretas permitem um maior controle da implementação do programa com a redução do número dos atores intermediários. Espera-se que a partir de um programa destes, consumidores já informados e experimentados com a tecnologia recorram a esta no futuro;
- ✓ **Escala:** o comprometimento a um programa de vulto garante aos organizadores maior poder de barganhar preços e requisitos técnicos;
- ✓ **Fator de potência:** devido à escala do programa ILUMEX foi possível a exigência de fator de potência elevado (0.9) evitando-se a criação de um novo problema para a empresa elétrica.

Projeto de eficiência na iluminação na Polônia (1995-1997)

Este projeto privado foi desenhado para estimular o mercado nacional pela eficiência na iluminação em Polônia (Martinot E, Borg N, 1999) e acelerar o mercado por 5 anos através de 4 componentes:

- (1) Foram providos subsídios em bases competitivas e contratuais por meio dos fornecedores para assim reduzir o preço atacadista aos revendedores e os preços a varejo aos consumidores, chamado "wholesale buy-down" (Martinot E, Borg N, 2000). Os fornecedores competiram para prover a maior venda garantida ao menor custo de subsidio do projeto.
- (2) Um programa DSM piloto de redução do pico foi desenvolvido pelo governo municipal e empresas estatais, em três cidades. Mediante um programa de promoção especial, lâmpadas com descontos foram vendidas a residentes em distritos específicos onde a capacidade instalada estava limitada.

- (3) Também foram subsidiadas as luminárias de LFCs
- (4) Um programa educacional, com a participação de organizações não governamentais, criou um logo para promover as LFCs, conduzido na televisão, campanhas informativas nos jornais, um programa educativo em 250 escolas primárias e secundárias públicas e privadas.

Projeto DSM de demonstração na Jamaica (1995-)

Este projeto criou uma unidade de projeto dentro da "Jamaica Public Service Co.". Como parte do programa, a estatal deu LFCs para 100 casas (300 LFCs) para prová-las e estabelecer critérios técnicos com respeito ao desempenho do equipamento, a reposta dos consumidores, e problemas de instalação (Martinot E, Borg N, 1999). Posteriormente, a estatal começou vender o estoque de 100.000 LFCs para 30.000 casas a preços com descontos. A estatal vende LFCs ao consumidor como parte de um pacote maior juntamente com controles. Os consumidores têm a opção de pagar à vista ou mediante financiamento em 12 vezes pagos através da conta elétrica. O programa também envolve campanhas de educação e informação através de correio e mídia.

Projeto de promoção da eficiência elétrica na Tailândia

Este projeto é um programa estatal de DSM (EGAT) de 5 anos. O escritório responsável está desenvolvendo e implementando varias estratégias de intervenção do mercado de eficiência energética (Martinot E, Borg N, 1999). O EGAT foi muito perspicaz neste projeto ao evitar programas de subsídios, e ao ter tratado de contar com acordos voluntários, mecanismos de mercado, publicidade intensiva e campanhas publicas de educação. Sob um programa de tubos fluorescentes de alta eficiência, o EGAT induziu acordos voluntários com todos os 5 fabricantes tailandeses e com o importador de tubos fluorescentes T-12 para produzir e importar tubos T-8. Sob um programa de LFCs, o EGAT está comprando um volume total de 1,5 milhão de LFCs e está vendendo através de uma rede de lojas "7-11". O EGAT também espera promover reatores magnéticos de baixas perdas mediante compras de grandes quantidades.

Campanha nacional de conservação de energia no Peru (1995-1996)

Peru implementou uma campanha nacional de conservação de energia com vistas a reduzir a demanda de eletricidade em **100 MW** durante as horas de ponta. O consumo de eletricidade cresceu rapidamente durante o crescimento econômico dos anos de 1993 e 1994, e os baixos níveis de chuvas durante os últimos meses de 1994 afetou o sistema hidrelétrico do país. A campanha foi lançada pelo Ministério de Energia e Minas com um sentido de urgência. Uma campanha de eficiência energética agressiva foi vista como a única opção disponível no curto prazo. Um plano inicial de LFCs foi rejeitado pelo governo porque se queria promover uma proposta "free market". Ao invés a campanha incluiu somente informação pública, educação, demonstrações e um programa de substituição de LFCs mas sem subsídios. Um pequeno programa de pagamento na conta de eletricidade foi concebido, no qual os consumidores compraram LFCs em 24 vezes: os consumidores compraram lâmpadas em lojas com cupões especiais fornecidos por seus fornecedores de eletricidade, e o custo das lâmpadas foi agregado a suas contas de eletricidade (Martinot E, Borg N, 1999).

Programa de LFC "Energy Efficiency Trust (EST)" em Reino Unido (1994-)

O EST foi estabelecido em 1992 pelo governo e a indústria de gás e eletricidade, em parte como um veículo para implementar a política de redução de CO₂ em resposta a cume de Rio. Desde que a indústria foi privatizada e desregulada e como consequência da política de crescente enfoque nas baixas tarifas de eletricidade, o governo não podia contar com programas DSM tradicionais para implementar eficiência energética.

EST administrou vários programas de iluminação entre 1994 e 1997, incluindo subsídios. Ofereceram-se descontos. Neste programa 800.000 lares receberam uma LFC de 20 W para substituir uma incandescente de 100 W (Martinot E, Borg N, 1999).

Programa de LFC “Energy Efficiency Trust (EST)” na Dinamarca (1988-)

A Dinamarca atualmente tem a segunda maior taxa de posse de LFCs no mundo (inferior somente pelos Países Baixos). Entre 1988 e 1994 o programa da empresa de eletricidade estatal distribuiu cerca de 1 milhão de LFCs por médio de uma combinação de prêmios, pagos na conta de eletricidade, e (mais comum) vendas por cupões de descontos (Martinot E, Borg N, 1999).

No ultimo programa, os subsídios foram mais baixos e finalmente interrompidos. O programa tem mudado muito desde aquele programa de descontos para um enfoque de qualidade, ensaios e etiqueta. Um programa amplo mas de baixo custo resultou em uma porção muito baixa do mercado de baixa qualidade – só 5% comparado com 30-40% na Alemanha, por exemplo.

Barreiras de mercado e propostas para superá-las

Os casos estudados destacam principalmente 9 barreiras à expansão do mercado de LFCs:

- ✓ Falta de informação e persuasão dos consumidores em quanto aos benefícios das LFCs.
- ✓ Custo inicial alto das LFCs (altas taxas de desconto dos consumidores), comparadas com as lâmpadas comuns
- ✓ Falta de baixos custos de transação dos mecanismos de credito em mercados com baixo ingresso por pessoa.
- ✓ Falta de iniciativa dos fabricantes para expandir o mercado devido à baixa demanda dos consumidores.
- ✓ Falta de capacidade institucional dentro das empresas elétricas estatais para executar programas DSM e comercializar tecnologias eficientes.
- ✓ Falta de entendimento pelas agencias reguladoras do governo em quanto a oportunidades e beneficios da eficiência energética, e assim resistem aprovar investimentos em eficiência energética e criar novos incentivos.
- ✓ Falhas de produto prematuras e pouca qualidade.

- ✓ Falta de compatibilidade com as luminárias existentes.

Nos países não OECD com mercados imaturos, são especialmente importantes as três primeiras barreiras (informação, custo inicial e crédito) embora todas as barreiras forem importantes.

Para superar essas barreiras, especialmente as primeiras três, as propostas de programas de LFCs ofereceram uma combinação de subsídios nos preços a varejo, criação de inovações nos sistemas de distribuição ou capacidades, novos mecanismos de financiamento, e campanhas de educação e informação (ver tabela A1)

Tabela A1: Propostas de programas de LFCs

Programa	Preços Subsidiados	Novos mecanismos de distribuição	Novos mecanismos de financiamento	Educação e informação	Tipo de agência executora	Mecanismos de distribuição	Mecanismos de financiamento
Guatemala	X	X	X	X	Utility	utility Barracões Escritórios	Aquisição por vendas por atacado
Jamaica	X		X	X	Utility	Escritórios	Atacado
México	X		X	X	Utility	Escritórios	Atacado
Peru			X	X	Agência do governo	Escritórios	Atacado
Polónia	X	X		X	Firma internacional	Lojas	Subsídios ao fornecimento de vendas atacadistas acordos de performance
Tailândia		X		X	Utility	Lojas	Atacado
Reino Unido subsídios	X	X			Utility	Lojas supermercados escritórios	Subsídios aos fornecimentos atacado
Reino Unido prêmios	X	X		X	Agência do setor governamental	Investimentos diretos	Atacado

Fonte: Elaboração própria com dados de Martinot, E e Borg N., 2000

Os casos peruano e tailandês são exemplos de programas sem subsídios diretos nos preços. No caso peruano, os consumidores compraram 380.000 LFCs à vista, por meio de uma campanha de publicidade de 4 meses. Mas esta campanha foi muito cara (vários milhões de dólares) e não foi custo efetivo como nos casos de outros programas estudados que tiveram subsídios.

PROGRAMAS DE REFRIGERAÇÃO**Experiências Anteriores em Programas de Substituição de Geladeiras****Programa do Rio de Janeiro¹**

O PROCEL, em parceria com a LIGHT e a Multibrás, realizou em 1997 no Rio de Janeiro-RJ, um projeto-piloto de incentivo à venda de refrigeradores eficientes, ganhadores do Selo Procel de Economia de Energia.

O programa foi idealizado com as seguintes características básicas:

O objetivo foi a venda de 5.000 unidades divididas entre os seguintes modelos e marcas:

CRA30 (Consul, uma porta, vol. útil 293 l)	3.500 unidades (70%)
BRD32 (Brastemp, duplex, vol. útil)	1.500 unidades (30%)
Redução estimada de consumo de	1.876 MWh por ano.
Preço:	
CRA30 (Consul, uma porta)	à vista R\$ 510,00
Forma de pagamento:	7 x R\$ 73,00
BRD32 (Brastemp, duplex)	à vista R\$ 805,00
Forma de pagamento	7 x R\$ 115,00

Como subsídio para cálculo do preço a se cobrado, foram utilizadas as seguintes condições financeiras

Juros (RGR)	5% a. a.
Taxa de administração (LIGHT)	2% a. a.
Taxas usuais cobradas no mercado (ao consumidor)	(ao 6,9% a. a. 2,5% a. a.)

O preço final foi obtido pela composição do custo de duas fontes de recursos (RGR e mercado). Com isto foi possível chegar-se a uma taxa de juros intermediária, maior que a da RGR e menor que a praticada comumente no mercado. Por exigência da rede de

¹ Projeto de Geladeiras Eficientes, PROCEL – Relatório Final, autor: Carlos Alexandre Pires, Julho 98.

distribuição, esta taxa de juros foi embutida no preço final, que permaneceu fixo, podendo ser parcelado em 7 vezes.

Duração: duas fases

Primeira: 8/12/97 a 31/1/98, num total de **42 dias úteis de campanha.**

Segunda: 1/2/98 a 28/2/98, num total de **18 dias úteis.**

Promoção:

Primeira Fase

Consumidores residentes nos bairros da Zona Norte do Rio de Janeiro.

Apresentação por parte do comprador de conta de luz do mês anterior PAGA, no NOME deste.

Mala direta enviada a 250.000 consumidores na região coberta pelo projeto.

Duas inserções no Jornal O Globo.

Distribuição de volantes aos vendedores contendo informações dos bairros cobertos pelo programa.

Segunda Fase

Todo território abrangido pela concessão da Light.

Apresentação por parte do comprador de conta de luz do mês anterior PAGA, não necessitando estar no NOME deste.

Spots de 30 segundos em rádios, totalizando 60 inserções.

5.000 folhetos explicativos para vendedores.

500 cartazes para afixar nas geladeiras, nos pontos de venda.

Contratação de 10 promotoras e 2 supervisores para percorrer as lojas cobertas pela promoção.

Distribuição de 10.000 volantes para consumidores.

A avaliação do programa indicou os seguintes resultados:

Vendas consolidadas por modelo:

Modelo	Previsto	Realizado	%
CRA30	3.500	715	20,43
BRD32	1.500	593	39,53
Total	5.000	1.308	26,16

Ganho anual em KWh

Modelo	Quantidade vendida	Ganho de energia KWh/ano	Total (MWh)
CRA30		333	238,1
BRD32	715	473	280,5
Total	593	-	518,6
	1.308		

Este ganho equivale a 27,64% do total previsto.

Custos para o PROCEL

Custos diretos (VP): R\$ 182.261,80

As dificuldades e principais problemas encontrados foram:

A estratégia de fixação do preço para todas as cadeias varejistas envolvidas não se mostrou eficiente, pela necessidade de flexibilização que as lojas apresentam, mormente aquelas que se encontram em áreas de forte concorrência.

A divulgação da primeira fase foi classificada como insatisfatória.

Não houve incentivo aos vendedores e gerentes na primeira fase, o que fez com que a maioria deles indicassem a venda fora da promoção, onde sua comissão poderia ser maior.

Não houve envolvimento do Procel e Light na primeira fase, o que impediu de corrigir eventuais falhas que viessem a ocorrer, o que foi solucionado na segunda fase com a contratação das promotoras.

Não houve treinamento com os vendedores até a entrada das promotoras, o que não os fez sentir parte participante do projeto.

Houve falha na previsão de vendas na primeira fase.

Houve dificuldades na apresentação, por parte da Multibrás, das informações necessárias à avaliação de impactos do projeto.

A partir do aprendizado conseguido com o projeto em questão, foi possível indicar sugestões para projetos futuros:

Necessidade de negociação com o fabricante e com a cadeia de varejo o estoque disponível para a campanha para não haver falta dos produtos no decorrer da promoção.

Não fixar preço do aparelho, mas deixar que o mercado o faça.

A estratégia de comunicação durante a promoção é primordial: deve estar direcionada ao consumidor, mas ser atraente o suficiente para o vendedor por este representar papel essencial para o sucesso do programa.

A cadeia de distribuição e o perfil dos compradores deve ser conhecido antes do início de projetos.

Programa de Manaus²

O PROCEL, em parceria com a ELETROBRAS, ELETRONORTE e Multibrás, realizou em Manaus-AM um projeto de incentivo à venda de refrigeradores eficientes, ganhadores do Selo Procel de Economia de Energia.

O programa foi idealizado com as seguintes características básicas:

O objetivo foi a venda de 4618 unidades divididas entre os seguintes modelos e marcas:

CRA30 (Consul, uma porta).....3.510 unidades

BRD32 (Brastemp, duplex).....1.108 unidades

² Dados fornecidos via e-mail por Melissa Loei, Assessoria de Comercialização e Uso Racional de Energia, ELN. Fevereiro, 1999.

Redução anual estimada de consumo de 1.692 MWh .

Desconto dado:

Geladeira de uma porta: R\$ 30,00 – recursos rebate (R\$ 15 p/ ELB/ELN/PROCEL e R\$ 15 para Multibrás).

Geladeira de duas portas: R\$ 80,00 - recursos rebate (R\$ 65 p/ ELB/ELN/PROCEL e R\$ 15 para Multibrás).

Vendas com rebate:

CRA30: 905 unidades, equivalente a 25,78% do previsto.

BRD32: 729 unidades, equivalente a 65,80% do previsto.

Fatores que mais contribuíram para venda:

Economia no consumo de energia elétrica.

Desconto Oferecido.

Tecnologia mais eficiente.

PROGRAMAS DE AR CONDICIONADO

Programa Proposto de Substituição de Condicionadores de Ar para Redução da Demanda de Energia Elétrica em Boa Vista-RR

A descrição do programa de substituição de condicionadores de ar do Projeto de Planejamento Integrado de Recursos para Boa Vista será analisada do ponto de vista técnico e econômico, salientando que não é objetivo deste trabalho o detalhamento minucioso dos programas.

Adotaram-se os seguintes parâmetros básicos para o programa de substituição:

Direcionado ao setor residencial e comercial.

Substituição de condicionadores com potência de 7.500 BTU e 10.000 BTU, à medida que forem sendo sucateados.

Incentivo a compra de condicionadores eficientes por parte de novos consumidores que surgirem ao longo do período de análise para modelos de 7.500 BTU e 10.000 BTU, ao invés de condicionadores convencionais.

A substituição será por condicionador com capacidade de 7.500 BTU e 10.000 BTU que tenha recebido selo Procel de Economia de Energia em 1998.

A substituição dos aparelhos provoca uma redução da potência útil de 300 W para o modelo 7000 BTU e de 350 W para o modelo 10000 BTU.

O programa está direcionado para o setor residencial, com ênfase nos estratos 3, 4, 5 e 6, e de atividade, com ênfase nos estratos 8 e 9. Os estratos 1 e 2 apresentam um consumo muito baixo para o uso final condicionamento ambiental e o investimento para abordar esse consumidor provavelmente não traria um retorno adequado. Os consumidores dos estratos 10 e 11, em vários casos, possuem condicionadores de ar central e conseqüentemente possuem uma quantidade relativamente pequena de condicionadores de janela, 1602 e 861 unidades, respectivamente. Dessa forma os consumidores dos estratos 10 e 11 devem ser abordados de forma individual, obtendo-se assim, maior probabilidade de sucesso.

O programa tem como objetivo verificar o efeito da substituição dos condicionadores existentes a medida que forem sendo sucateados e, sabendo-se que os modelos de 7.500 BTU e 10.000 BUT são os modelos mais encontrados, o programa será restrito a análise da substituição destes modelos.

Além das substituições anteriores, considera-se que o crescimento vegetativo da população e de domicílios, ao longo do período de análise, irá gerar uma demanda anual por condicionadores que não está contabilizada no ano base. Parte-se da premissa que estes novos eletrodomésticos a serem adquiridos serão modelos que utilizam a tecnologia convencional e que existe a possibilidade do consumidor, mediante incentivos e informações adequados, optar por comprar um aparelho eficiente (Selo Procel de Economia de Energia). Para estes casos, também serão analisados somente os modelos de 7.500 BTU e 10.000 BTU.

Para dimensionamento do programa, assumiu-se que as substituições ocorrerão por aparelhos semelhantes e, de acordo com a lista publicada pelo Procel dos aparelhos que receberam o Selo de Economia de Energia em 1998, os possíveis condicionadores que poderão ser indicados para o programa são aqueles de capacidade de 7.500 BTU e 10.00 BTU das seguintes marcas e modelos (ver tabela 7.19): BCG07 de 7000 BTU (Brastemp), BCG10 de 10000BTU (Brastemp).

Tabela 7.19 Condicionadores de ar de 7000 a 12000 BTU que receberam o selo de eficiência energética do PROCEL em 1998.

Marca	Capccidade BTU	Modelo	Consumo [W] 110 V	Consumo [W] 220 V	Preço	Preço Mac
Brastemp	7000	BCG07	925	880	639,00	
Brastemp	10000	BCG10	1170	1025		
Brastemp	12000	BCG12	- X -	1250		
Consul	7500	CCF07A	1150	1050	539,00	
Consul	10000	CRF10A	1450	1250	739,00	
Consul	12000	CCF12A	- X -	1500		
Springer	7500	BCA075 B			518,00	590,0 0
Springer	9000	BCA095 B		925		792,0 0
Springer	10500	BCA105 D		1320	735,00	840,0 0
Springer	12300	BCC125 D	- X -	1400	821,00	960,0 0
Electrolux	7500	AE07F	1200	980		
Electrolux	10000	AE10F	1300	1250		
Electrolux	12000	AE12F	1570	1490		

Fonte : Site de fabricantes (Multibras, Consul, Electrolux) e revendedores (Pontofrio, Mac ar-condicionado), visita a revendedores (Carrefour, Wall-Mart)

Foi estipulado para este que a redução do consumo de energia é proveniente da diferença de potência requerida pelos aparelhos com tecnologia convencional (1500 e 1750 W respectivamente para modelos de 7.500 BTU e 10.000 BTU) em comparação com os aparelhos que receberam Selo Procel de Economia de Energia (1200 e 1400 W respectivamente para modelos de 7.500 BTU e 10.000 BTU). Como o número de horas de uso dos condicionadores varia muito entre e dentro dos estratos, a energia economizada é resultante de projeções que consideram o número de horas de uso registrados nas pesquisas.

Definido o alvo do programa de substituição proposto, é possível indicar algumas características relacionadas à sua logística, conforme já descrito detalhadamente no capítulo 3, seção 3.3:

Necessidade de coordenação com o comércio local para revenda dos condicionadores e recebimento dos eventuais cupons de desconto relativos ao programa; Acordo de quantidades em estoque com o comércio local e fabricantes de geladeiras;

PROGRAMA DE SUBSTITUIÇÃO PROPOSTO

Esta seção descreve o programa de substituição de lâmpadas incandescentes, fogões, geladeiras e condicionadores de ar proposto, no contexto do Planejamento Integrado de Recursos em Honduras. A descrição aqui apresentada será analisada do ponto de vista técnico e econômico. Observa-se que o objetivo do presente trabalho é o estudo conjunto de programas de oferta e demanda que compõem a carteira de recursos disponíveis em Honduras. Desta forma, o detalhamento minucioso dos programas fica fora do escopo do trabalho e a implementação poderá apresentar características diferentes das aqui propostas.

Adotou-se como parâmetros básicos do programa de substituição:

- ✓ Direcionado ao setor residencial da ZMVS
- ✓ Substituição das lâmpadas de 50W , 60W e 100 W por LFCs de 20W

- ✓ Ênfase nas lâmpadas das potências mencionadas acima que tenham uma média diária de uso igual ou superior a 4 horas

- ✓ Substituição de fogões , geladeiras e condicionadores de ar

Na substituição das lâmpadas incandescentes o programa propõe a instalação de lâmpadas fluorescentes compactas de 20W. As lâmpadas incandescentes de 50W, 60W e 60W serão trocadas por lâmpadas FC de 20W. A troca de lâmpadas favorece a redução no custo das lâmpadas por aumento da escala de aquisição. As trocas recomendadas garantem um fluxo luminoso equivalente ou superior ao existente.

Os descontos para a substituição das lâmpadas poderiam ser:

Estrato I: 36,4%

Estrato II: 22,1%

Estrato III: 14,7%

Estrato 4: 9,4%

Pelos resultados desta análise, os descontos pelas substituições de fogões, geladeiras e condicionadores de ar, deveriam ser feitas pelo governo. Os subsídios poderiam ser de 10% - 15% do valor do equipamento. Outra solução é a de implementar um programa de etiquetar condições mínimas de eficiência.

Em termos logísticos o programa de substituições proposto possui as seguintes características:

Coordenação com comércio local para revenda das lâmpadas, fogões, geladeiras e condicionadores de ar e recebimento dos eventuais coupons de desconto e/ou financiamento relativos ao programa;

Acordo de preços e quantidades em estoque com o comércio local;

Elaboração de campanha de marketing visando a divulgação do programa e promoção do uso eficiente de energia;

O comércio local atuará então como canal de distribuição das tecnologias eficientes propostas. Devido ao elevado custo inicial dos mesmos, no caso das lâmpadas, a concessionária concederá um financiamento a ser pago na conta de luz. Os contratos de financiamento serão efetivados no ponto de revenda, sendo depois recolhidos à concessionária.

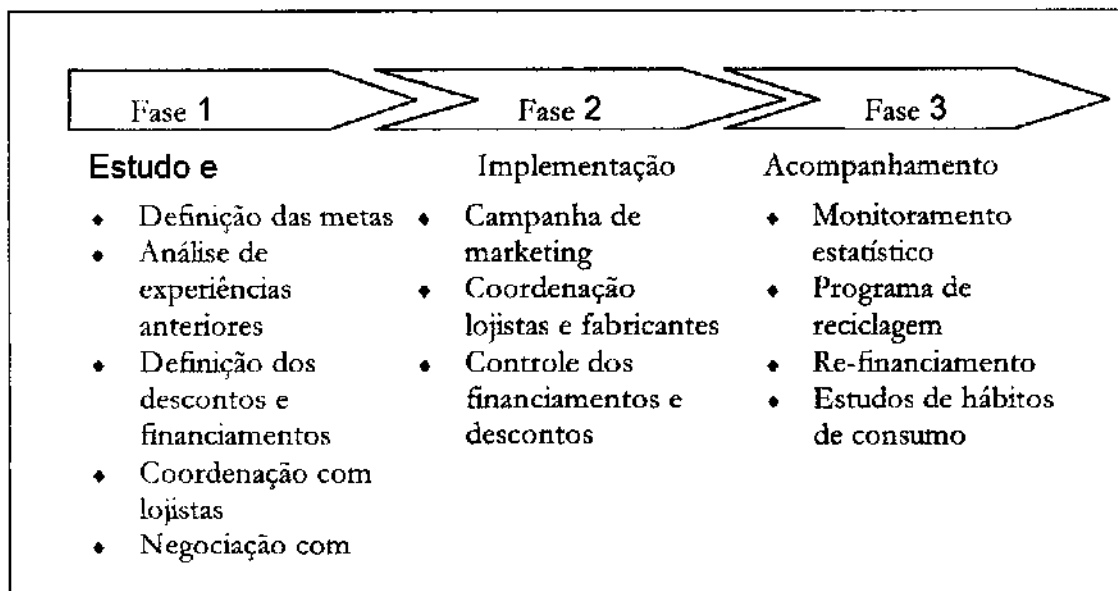
Deve-se cuidar ainda que o comércio mantenha estoques suficientes para a viabilização do programa e pratique preços dentro de faixas acordadas com a concessionária. A concessionária se responsabilizaria pela negociação de descontos de fornecimento das LFCs junto aos fornecedores. Estes descontos seriam então passados aos consumidores mantendo-se uma margem de lucro para o comerciante.

Um dos pontos mais importantes na implementação de um programa de melhoria de eficiência energética é a divulgação do programa. A desinformação figura-se entre as mais citadas barreiras ao uso eficiente de energia. Portanto, além da simples divulgação do programa, deve ser elaborada uma campanha de conscientização quanto aos hábitos de uso e de divulgação das vantagens de tecnologias mais eficientes.

Durante a fase de implementação do programa, campanhas pelos diversos meios de comunicação deverão orientar a população dos procedimentos de aquisição, substituição e uso das lâmpadas. Baseando-se em experiências anteriores realizadas em outros países pode-se levantar os principais pontos de dúvidas e má interpretação das medidas. Desta forma a campanha de orientação inicial focaria na informação de procedimentos do programa, sendo complementada por uma campanha paralela de divulgação do uso eficiente de energia.

Como requisito final do programa, deve ser criado um mecanismo de acompanhamento e avaliação do programa. Estas tarefas poderão ser realizadas por equipe da própria concessionária ou contratadas a terceiros. A equipe responsável terá como atribuições a coordenação da implementação do programa dirimindo dúvidas dos lojistas e consumidores, a monitoração estatística das vendas de lâmpadas, e a elaboração de estudos periódicos dos hábitos de uso e penetração da tecnologia. O quadro abaixo sumariza as tarefas das três fases do programa.

Figura 3.1. Fases do programa de substituição de aparelhos



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Barghini, Alessandro (1996) "Manual para la realización de estudios sobre Usos Finales de electricidad". São Paulo.
- Caballero, Juan Carlos (1996) "Metodologia para a caracterização dos Usos Finais de Energia no setor residencial: O caso da Empresa de Energia de Bogotá". Dissertação de mestrado, IEE/USP, São Paulo.
- Cárcamo, José Cecilio (1998) "Uma estratégia para a implementação de Programas de Eficiência Energética e Uso de Fontes Renováveis de Energia em Honduras". Dissertação de Mestrado, IEE/USP, São Paulo.
- Chamberlin, J, Herman P M (1996) "How much DMS is really there? A market persprctive". Energy Policy 24(4), 323-330.
- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA; SNC SHAWINIGAN. "Plan Maestro del Sector Eléctrico: Resumen Ejecutivo". ACDI. Tegucigalpa, Honduras, 1995.
- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, OLADE. "Proyecto de Manejo de la demanda. Informe I: diagnóstico e muestreo". Tegucigalpa, Honduras, 1997.
- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. "Datos Estaísticos de la ENEE 1998. Subdirección de Planificación, Tegucigalpa, Honduras, 1999a.
- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. "Planificación de la Generación de Energia. Plan 2000-2014". Subdirección de Planificación, Tegucigalpa, Honduras, 1999b.
- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. "Planificación de la Transmisión de Energia". Subdirección de Planificación, Tegucigalpa, Honduras, 1999c.
- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. "Base de Datos del Sistema Eléctrico Nacional". Subdirección de Planificación". Tegucigalpa, Honduras, 1999d.

- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. "Datos de los Altos Consumidores". Subdirección de Planificación". Tegucigalpa, Honduras, 1999e.
- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. "Informe de Despacho de Energía". Centro Nacional de Despacho, Tegucigalpa, Honduras, 2000a.
- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. "Proyección de la Demanda de Energía". Subdirección de Planificación, Tegucigalpa, Honduras, 2000b.
- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. "Datos Estadísticos de la ENEE 1999. Subdirección de Planificación, Tegucigalpa, Honduras, 2000c.
- ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. "Informe Annual de Operación 1999. División de Operación, Tegucigalpa, Honduras, 2000d.
- Gellings, W C (1996) "Then and now: The perspective of man who coined the term 'DMS'". Energy Policy 24(4), 285-288.
- Halil, R.; Greig, J (1997) "Planta de energía biomasa a base de bambú en Honduras". Potencia. ed. 12, año 3, jul. - ago.
- Herrera Herrera Alfonso (1996) "Gerenciamento da Demanda Mediante Substituição Energética na Cocção Residencial: Região Metropolitana da Costa Rica". Dissertação de Mestrado, IEE/USP, São Paulo.
- Hirst, E, Cavanagh, R and Miller, P (1996) "The future of DMS in a restructured US electricity industry". Energy Policy 24(4), 303-315.
- Jannuzzi, G M and Schipper, L (1997) "Planejamento integrado de recursos energeticos. Meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis". Editora Autores Associados, Campinas, Sao Paulo, Brasil.
- Johansson, T.; Kelly, H.; Reddy, A.; Williams, R.(1993) "Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity".
- Larson, E D, Nilsson, L J and Johansson, T B (1989) "The technology menu for efficient end use of energy". Lund University, Lund, Sweden. (Workshop).
- Martinot, E and Borg, N (1999) "Energy-efficiency lighting programs. Experience and lessons from eight countries". Energy Policy 26(1), 1071-1081.
- Ottinger, R L (1991) "Environmental Cost of Electricity", New York State Energy Research and Developmemnt Authority.
- Patterson, M G (1997) "What is energy efficiency? Concets, indicators and methodological issues". Energy Policy 24(5), 377-390.

- Sauer, I, et al (1999) "Planejamento integrado de recursos Boa Vista, RR", São Paulo, Brasil.
- Sioshansi, P F (1996) "DMS in transition: from mandates to markets". Energy Policy 24(4), 283-284.
- Vasquez, C (1997) "Ilumex project Report".

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

- Adelman, M (1996) "Globalization of the world economy". 24(12), 1021-1024.
- Ait-Sahalia, Y (1998) "Financial Engineering: Mathematical models of option pricing & their estimations". University of Chicago.
- Amaral, E A, Sauer, I, e Udaeta, M E (1996) "Planejamento integrado de recursos para o setor elétrico de Roraima". VII Congresso Brasileiro de Energia / Segundo Seminário Latino Americano de Energia. Volumem III, Pp 1369-1385.
- Assis, L O e Strazzi P E (1994) "Traços da nova industria de energia elétrica do Reino Unido". II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, pp 188-191.
- Bajay, S V (1994) "Desempenho e reestruturação institucional do setor elétrico em diversos países – elementos de reflexão para o caso brasileiro". II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, pp 172-187.
- Bajay, S V, Carvalho, E B, Jannuzzi, G M, Correia, P, da Silva, A C, Ferreira, A L, de Almeida, M (1996) "Planejamento integrado de recursos: barreiras usualmente encontradas na sua implantação e instituições que devem ser convidadas a participar da sua implantação no setor elétrico brasileiro". VII Congresso Brasileiro de Energia / Segundo Seminário Latino Americano de Energia. Volumem III, Pp 1704-1713.
- Bajay, S V, Carvalho, E B, Jannuzzi, G M, Correia, P, Ferreira, A L, de Almeida (1996) "Planejamento integrado de recursos: Conceito, origem, difusão e vantagens em comparação com o planejamento tradicional da expansão do setor elétrico". VII Congresso Brasileiro de Energia / Segundo Seminário Latino Americano de Energia. Volumem III, Pp 1714-1724.
- Bajay, S V e De Carvalho, E B (1998) "Planejamento indicativo: pré-requisito para uma boa regulação do setor elétrico". III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 324-328.

- Baxter, L, Hirst, E and Hadley, S (1997) "Strategies to address transition cost in a restructuring electricity industry". *Energy policy* 25(5), 481-490.
- Berry, L (1993) "A review of market penetration of US residential and commercial demand-side management programmes". *Energy Policy* 21(1), 53-67.
- Blumstein, C; Goldstone, S; Lutzenhiser, L (2000) "A theory-based approach to market transformation". *Energy Policy* 28, 137-144
- Boyle, S (1996) "DMS progress and lessons in the global context". *Energy Policy* 24(4), 345-359.
- Brown, M A (1993) "The effectiveness of codes and marketing in promoting energy-efficient homes construction". *Energy Policy* 21(4), 391-402.
- Burini, E C, Medina, M, Sauer, I (1994) "Bases para política de iluminação pública – Estudo de Caso". II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, pp 109-113.
- Campoverde, Victor Patrício (1998) "Planejamento Integrado de Recursos na Empresa Elétrica Ambato S.A.RCN, com Ênfase na Iluminação Pública". Dissertação de Mestrado, IEE/USP, São Paulo.
- Coelho, C, Da Silva, G e da Costa, A C (1994) "O programa nacional de conservação de energia elétrica –PROCEL". II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, pp 380-386.
- Comunidad Europea/Empresa Nacional de Energia Electrica. Proyecto GAUREE (1998) "Uso Racional de la Energia Electrica. Informe Final". Honduras.
- Conselho Estadual de energia de SP CESP – CPFL – ELETROAULO. (1984) "Consumos residenciais de energia. Analise das utilidades domesticas".
- Da Silva, N (1998) "Conservação de energia elétrica no setor residencial: um fator de qualidade". III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 165-168.
- Da Silva, E S (1998) "Estratégia para ambientes em transição. O caso da industria de distribuição de energia elétrica". III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 282-287.
- De Figueiredo, F M e Jardini, J A (1998) "Conceituação e aplicação de metodologia de gerenciamento pelo lado da demanda em uma empresa distribuidora de energia elétrica". III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 269-275.
- De Carvalho, E B e Bajay, S V (1998) "Mecanismos regulatórios de fomento a programas de gerenciamento pelo lado da demanda: a experiência Norte-Americana". III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 318-323.

- De Toledo, L M e Jannuzzi, G M (1998) "Conceitos sobre energia e bioclimatologia nos códigos de obras e uma discussão sobre sua contribuição ao planejamento energético". III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 381-386.
- Dutt, G S (1992) "Techniques for end use of electricity analysis and conservation program design and evaluation – A manual". CEES/USAID.
- Eiswerth, M, Abendroth, K, Ciliano, R, Ouerghi, A and Ozog M (1998) "Residencial electricity use and the potencial impacts of energy efficiency options in Pakistan". Energy Policy 26(4), 307-315.
- Energy Information Administration – EIA (1998) "A Look at Commercial Building in 1995: Characteristics, Energy Consumption, and Energy Expenditures". United States of America.
- Figueiredo, F M, Jardini J A, Sauer, I L (1996) "Estudo de programas de DMS na CEB Companhia energética de Brasília. Análise de metodologia". VII Congresso Brasileiro de Energia / Segundo Seminário Latino Americano de Energia. Volumem III, Pp 1598-1611.
- Gadgil, A J and Jannuzzi, G M (1991) "Conservation potential of compact fluorescent lamps in India and Brazil". Energy Policy 19(6), 449-463..
- Galvão, L C, Reis, L B, Udaeta, M E, Gimenes, A L (1998) "Aspectos do lado da demanda no planejamento energético do Brasil". III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 352-357.
- Galvão, L C, Reis L B e Udaeta M E (1998) "Bases para um planejamento integrado de recursos local e a busca do desenvolvimento sustentado". III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 365-371.
- Galvão, L C, Reis L B e Udaeta M E (1998) "Planejamento integrado de recursos (PIR) para desenvolvimento sustentável". III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, pp 426-432.
- Gardner, D T, Robinson, J B (1993) "To What End? A conceptual framework for analysis of energy use". Energy Studies 5(1), 1-13.
- Geller, H S, Moreira, J R (1990) "Brazil's national electricity Conservation program (PROCEL). Progress and lessons. ACEEE/University of Sao Paulo.
- Geller, H, Jannuzzi, G M, Schaeffer, R and Tolmasquim M T (1998) The efficient use of electricity in Brazil: progress and opportunities". Energy Policy 26(11), 859-872.
- Goldemberg, J (1996) "Communication. A note on the energy intensity of developing countries". Energy Policy 24(8), 759-761.
- Gunn, C (1997) "Energy efficiency vs economic efficiency? New Zealand electricity sector reform in the context of national energy policy objective". Energy policy 25(2). 241-254.

- Haad, J, Nogueira, H L, e Moreira, S A (1994) "A conservação de energia elétrica como instrumento de política energética". II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, pp 77-84.
- Haas, R (1997) "Energy efficiency indicators in the residential sector. What do we know and what has to be ensured?". *Energy Policy* 25(7-9), 789-802.
- Hasset, K and Metcalf, G E (1993) "Energy Conservation investment. Do consumers discount the future correctly?". *Energy Policy* 21(6), 710-716.
- Huntington, H G (1994) "Been to down so long it look like bottom up to me". *Energy Policy* 22(10), 833-839.
- Howarth, R, Haddad, B and Paton, B (2000) "The economic of energy efficiency: insights from voluntary participation programs". *Energy Policy* 28, 477-486.
- International Business Communications -IBC (1999) "Conservacao de energia e eficiencia energetica".
- Jaffe, A and Stavins, R N (1994) "The energy-efficiency gap. What does it mean?". *Energy Policy* 22(10), 804-810.
- Jannuzzi, G M and Schipper, L (1991) "The structure of electricity demand in the Brazilian household sector". *Energy Policy* 19(11), 879-891.
- Johnson, B E (1994) "Modeling energy technology choices. Which investment analysis tools are appropriate?". *Energy Policy* 22(10), 877-883.
- Keating, K M (1996) "What roles for utility sponsored DMS in a competitive environment?". *Energy policy* 24(4), 317-321.
- Kempton, W and Layne, L (1994) "The consumer's energy analysis environment". *Energy Policy* 22(10), 857-866.
- Kolbe, A L and Tye, W B (1996) "Compensation for the risk of stranded costs". *Energy policy* 24(12), 1025-1050.
- Koomey, Jonatham (1990) "Conservation Screening Curves to compare efficiency investments to power plants". *Energy Policy* 18(10).
- Koomey, J G and Sanstad, A H (1994) "Technical evidence for assessing the performance of markets affecting energy efficiency". *Energy Policy* 22(10), 826-832.
- Levine, M D and Sonnenblich, R (1994) "On the assessment of utility demand-side management programs". *Energy Policy* 22(10), 848-856.

- Lohany, B N, Azumi, A M (1992) "Barriers to end-use efficiency". *Energy Policy* 20(6), 533-545.
- Lovings, A B (1996) "Negawatts Twelve transitions, eight improvements and one distrction". *Energy Policy* 24(4), 331-343.
- Lutzenhiser, L (1994) "Innovation and organizational networks. Barriers to energy efficiency in the US housing industry". *Energy Policy* 22(10), 867-876.
- Mendoça, A F and Dahl, C (1999) "The Brazilian electrical system reform". *Energy Policy* 27(1), 73-83.
- Metcalf, G E (1994) "Economics and rational conservation Policy". *Energy Policy* 22(10), 819-825.
- Min, G F, Mills, E, and Zhang, Q (1997) "Energy efficient lighting in China". *Energy Policy* 25(1), 77-83.
- Nadel, S and Heller, H (1996) "Utility DMS: What have we learned? Where are we going?". *Energy Policy* 24(4), 289-302.
- Negri, C, Poveda, M, Garay, M, Madrid, O, Licona, W, Esinoza, M, Casco, S, Molina, J, Corea, M (1997) "Proyecto de Manejo de la Demanda y Uso Racional de la Energia en Honduras. Caracterizacion de la Carga en el area metropolitana de San Pedro Sula".
- Neupert, R (1983) "Manual de investigacion Social". Universidad Nacional Autonoma de Honduras.
- Nichols, A L (1994) "Demand Side Management. Overcoming market barriers or obscuring real costs?". *Energy Policy* 22(10), 840-847.
- Ortega Bolívar (1997) "Consumo Energético Eficiente como Alternativa no Planejamento Elétrico do Panamá". Dissertação de Mestrado, IEE/USP, São Paulo.
- Parfomak, P W (1997) "Falling generation Cost, environmental externalities and the economics of electricity conservation". *Energy policy* 25(10), 845-860.
- Reddy, A (1991) "Barriers to improvements in energy efficiency". *Energy Policy* 19(12), 953-961.
- Reddy, B S and Parikh, J K (1997) "Economic and environmental impacts of demand side management programmes". *Energy Policy* 25(3), 349-356.
- Rentz, H (1998) "Joint implementation and the question of 'additionality' – a proposal for a pragmatic approach to identify possible joint implementation projects". *Energy Policy* 26(4), 275-279.

- Rodriguez, J C, Sauer, I (1996) "Metodologia para la caracterizacion de los usos finales de energia en el sector residencial: caso de la empresa de energia de Bogota". VII Congresso Brasileiro de Energia / Segundo Seminário Latino Americano de Energia. Volumem III, Pp 1768-1798.
- Sanstad, A H and Howarth R B (1994) "Normal' market imperfections and energy efficiency". Energy Policy 22(10), 811-818.
- Sathaye, J, Gadgil, A (1992) "Agressive cost-effective electricity conservation – Novel approaches". Energy Policy 20(2), 163-172.
- Scheraga, J D (1994) "Energy and environment. Something new under the sun?". Energy Policy 22(10), 798-803.
- Schipper, L and Meyers, S (1991) "Improving appliance efficiency in Indonesia". Energy Policy 19(7-8), 578-588.
- Shurong, Z (1997) "Cost-benefit analysis on IRP/DSM application – a case study in Shanghai". Energy Policy 25(10), 837-843.
- Sillard, M F, Sauer, I (19xx) "Análisis de la viabilidad Del planeamento integrado de recursos em Punta Arenas". VII Congresso Brasileiro de Energia / Segundo Seminário Latino Americano de Energia. Volumem III, Pp 1386-1397.
- Strickland, C and Sturm, R (1998) "Energy efficiency in World Bank power sector policy and lending new opportunities". Energy Policy 26(11), 873-883.
- Sutherland, R J (1996) "The economics of energy conservation policy". Energy Policy 24(4), 361-370.
- Udaeta, M E M (1997) "Planejamento Integrado de Recursos Energéticos para o setor elétrico –PIR". Tesse de Doutorado, EP/USP, São Paulo.
- Weber, L (1997) "Viewpoint. Some reflections on barriers to the efficient use of energy". Energy Policy 25(10), 833-835.
- Wilhite, H (1996) "A cross-cultural analysis of household energy use behavior in Japan and Norway". Energy Policy 24(9). 795-803.
- Williams, J (1994) "Honduras Power system master plan. Annex A: Socio economic impact". SNC-SHAWINIGAN INC.
- Williams, J (1995) "Honduras Plan Maestro del Sistema Electrico. Resumen Ejecutivo". SNC-SHAWINIGAN INC., Montreal, Canada.
- Wiser, R. H., (1997) "Renewable energy finance and project ownership: The impact of alternative development structures on the cost of wind power". Energy Policy 25(1), 15-27.