

INCORPORAÇÃO DE ELEMENTOS  
DO PLANEJAMENTO INTEGRADO  
DE RECURSOS NOS ESTUDOS  
DE EXPANSÃO DO SETOR  
ELÉTRICO

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia - Escola Politécnica/Instituto de Eletrotécnica e Energia/Instituto de Física/Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Energia

C20.92

Sa 237i

5-620F-1150

INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA - USP  
BIBLIOTECA

824

SAO PAULO/1997

CÁSSIO BORRÁS SANTOS

DEDALUS - Acervo - IEE



30400001941

INCORPORAÇÃO DE ELEMENTOS  
DO PLANEJAMENTO INTEGRADO  
DE RECURSOS NOS ESTUDOS DE  
EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO

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

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Ildo Luis Sauer

- SÃO PAULO -  
maio -1997

12/12/97  
30400001941

3121

# SUMÁRIO

---

Agradecimentos	i
Resumo	ii
Abstract	iii
Índice	iv
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xiv
Abreviaturas e Unidades	xvi

## **Sobre o trabalho de dissertação**

Objetivos	1
Metodologia/Estratégia	2
Conteúdo	3

# AGRADECIMENTOS

---

Eu não poderia acreditar na ciência se os resultados não fossem frutos da eterna insatisfação e investigação constante. Mais ainda se fosse um trabalho individual. Esta dissertação é fruto de discussões e transferência de conhecimento sem limites com pessoas que me animaram a persistir na curiosidade científica em tudo que faço. Tenho em mim a certeza da eterna gratidão a essas pessoas, e não poderia deixar de citar algumas:

Ao prof. Ildo Luis Sauer, pela orientação amiga e paciência em ajudar a superar todas minhas dificuldades.

À CAPES pelo apoio financeiro, sem o qual este trabalho não poderia ter sido realizado.

A todos professores do IEE/USP pelo apoio e incentivo constante.

A todos funcionários do IEE/USP. Em especial às secretárias Nazarete e Flávia e os bibliotecários Fátima, Jorge e Penha pela atenção e disposição sempre presentes.

Aos meus amigos Paulo Márcio (Paulinho), Claudia Fernandes (Claudinha) e Carlos Eduardo (Limão), que mesmo a distância sempre estiveram presentes com incentivo e apoio necessário.

Em nome dos meus amigos José Domingos, Cris, Serginho e Xiko, agradeço a todos do IEE/USP, pela amizade brindada (com café expresso, é claro) e aos bons momentos vividos no Caldeirão Cultural ao longo deste período.

À ESBÓRNIA, pelo carinho e respeito, expressados nas mínimas ações por meus amigos que a constituíram. Ao Amauri, Joninhas, Jorjão e Sandrinha sou imensamente grato.

À minha família que soube compreender minha ausência, mesmo nos momentos difíceis.

# RESUMO

---

Neste trabalho são analisados os principais aspectos metodológicos envolvidos no planejamento da expansão do setor elétrico. O Planejamento Integrado de Recursos - PIR, é apresentado como metodologia de análise para a definição da melhor forma de planejar a expansão do setor elétrico.

A partir do panorama atual do setor elétrico brasileiro descreve-se a metodologia de planejamento da Eletrobrás enfatizando: a configuração do sistema, os critérios, os resultados dos planos de expansão, a coordenação do planejamento e a conservação de energia. A constatação de divergências entre as previsões de mercado e o consumo verificado, restrições financeiras, além da busca da redução de custos e impactos ambientais serviram de motivação para análise da inserção de elementos do PIR no planejamento do setor elétrico brasileiro.

A previsão de demanda de energia baseada em usos finais, a caracterização, avaliação e integração de recursos são os pontos mais explorados na análise do PIR. Apresenta-se o fator de efetividade de custo como a melhor figura de mérito para avaliar alternativas para geração e programas de conservação de energia conjuntamente. A necessidade de um planejamento regionalizado é vista como condição para alocação ótima dos recursos de oferta e demanda.

# ABSTRACT

---

This dissertation analyses the main methodological aspects involved in the expansion planning of the Brazilian electric sector, using an alternative planning approach of integrated resources planning (IRP)

The overview of the Brazilian electric sector, Eletrobras - the Brazilian electric holding company -, planning methodology is described given emphasis to: configuration the system, criteria, and the results of expansion planning, coordination planning and energy conservation. Shortcomings of the actual planning methodology are evidenced by consistent differences between forecasts and actual consumption, financial constraints, and the recent need to diminish environmental impacts and costs.

Such considerations serve as a motivation for the introduction of an IRP approach, that focus on energy demand predictions based end-use of energy and the characterization, evaluation and integration of resources. Energy generation alternatives and energy conservation programs are evaluated using a cost effective factor. The main result of the thesis yields that a regional planning is a necessary condition to provide an optimal allocation of supply and demand resources

# LISTA DE FIGURAS

---

## **CAPÍTULO I**

Figura 1.1- Previsões de consumo feitas pela Eletrobrás e eletricidade consumida registrada	06
---	----

## **CAPÍTULO II**

Figura. 2.1 - Diagrama de um Sistema de Energia Elétrica	14
Figura 2.2 - Composição do Parque Gerador de Energia Elétrica Brasileiro	16
Figura 2.3 - Caracterização da Produção de Energia Elétrica no Mundo	17
Figura 2.4 - Distribuição Geográfica dos Sistemas de Energia Elétrica	18
Figura 2.5 - Produção de energia elétrica de origem hidráulica, na últimos anos no Brasil e na América Latina	24
Figura 2.6 - Esquema de uma usina hidrelétrica	24
Figura 2.7 - Evolução da Capacidade Instalada no Brasil	26
Figura 2.8 - Diagrama Esquemático dos Aproveitamentos hidrelétricos dos Sistemas Interligados	29
Figura 2.9 - Produção de Energia Termoelétrica no Mundo	32
Figura 2.10 - Evolução da Capacidade Térmica Nominal Instalada no Brasil	32
Figura 2.11 - Participação das usinas térmicas no sistema isolado	33

Figura 2.12 - Participação das Usinas Térmicas no Sistema Interligado	33
Figura 2.13 - Representação simplificada de uma usina termoeletricas convencional	34
Figura 2.14 - Esquema simplificado de turbina a gás para geração de energia elétrica	34
Figura 2.15 - Representação da produção bruta de energia nuclear no mundo	36
Figura 2.16 - Configuração dos Sistemas Interligados	40
Figura 2.17 - Consumo de Energia Elétrica em relação a outros Energéticos	44
Figura 2.18 - Aumento do consumo de eletricidade no Brasil nos principais setores	44
Figura 2.19 - Consumo Anual por Consumidor residencial Brasil	46
Figura 2.20 - Número de Consumidores residenciais	46
Figura 2.21 - Evolução da produção, do consumo e as projeções	47
Figura 2.22 - Curva de Carga horária típica	49
Figura 2.23 - Representação da energia total consumida e a demanda máxima do período	52

Figura 2.24 - Curvas de Carga Horária	53
Figura 2.25 - Curva de duração de carga -CDC	54
Figura 2.26 - Curva Parabólica	54
<b>CAPÍTULO 3</b>	
Figura 3.1 - Custos marginais, fornecidos em US\$/MW/ano para os de potência e US\$/MWh para os de energia	82
Figura 3.2 - Condição ótima para expansão da Geração	103
Figura 3.3 - Relação entre custos e confiabilidade	110
Figura 3.4 - Processo de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro	112
Figura 3.5 - Esquema básico da metodologia de previsão de Mercado.	113
Figura 3.6 - Exemplo de curva Logística	115
<b>CAPÍTULO 4</b>	
Figura 4.1 - Diagrama do processo PIR	131
Figura 4.2 - Diagrama do planejamento tradicional	140
Figura 4.3- Elementos de PIR	140
Figura .4.4 - Participação de equipamentos eficientes e convencionais no consumo de energia	148

Figura 4.5 - Análise da distribuição da eficiência tecnológica do mercado para diferentes cenários	149
Figura 4.6 - Curva de carga típica agregada por setores de consumo	154
Figura 4.7 - Distribuição setorial para o consumo de eletricidade no Brasil	155
Figura 4.8- Curva de carga por usos finais	162
Figura 4.9 - Diagrama do PIR da CEMIG	173
<b>CAPÍTULO 5</b>	
Figura 5.1 - Curva de oferta por eletricidade economizada	191
Figura 5.2 - Curva de Seleção Típica	197
Figura 5.3 - Determinação do custo de eletricidade (\$/kWh) através de curvas de seleção	199
Figura 5.4 - Determinação do Ponto de Equilíbrio ou otimização da expansão da capacidade de geração	201
Figura 5.5 - Variação do custo da super-motorização em função do fator de carga	205
Figura 5.6 - Comparação das Opções de Oferta e Demanda	209
Figura 5.7 - Diagrama de Recursos Cumulativos x FEC x CEC	213

## **CAPITULO 6**

Figura 6.1 - Processo de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro	220
Figura 6.2 - Comparação entre energia produzida, consumo e os cenários de mercado do plano2015	226
Figura 6.3- Integração dos elementos do processo de planejamento	228
Figura 6.4 - Custo Anual x FCC de acordo com as alternativas de geração	234
Figura 6.5 - Representação do Custo da Energia Economizada x Economia de Energia.	234
Figura 6.6 - Diagrama de Recursos Cumulativos x FCC x CEC	235

# LISTA DE TABELAS

---

## **CAPÍTULO 1**

Tabela 1.1 - BRASIL - Energia e Economia	8
--	---

## **CAPITULO 2**

Tabela 2.1 - Distribuição de investimentos nas diversas etapas do setor elétrico brasileiro	15
---	----

Tabela 2.2 - Composição do Mercado do Sistema Elétrico Brasileiro por Região Geográfica e Consumidores residenciais	20
---	----

Tabela 2.3 - Oferta interna bruta de energia primária- Brasil	21
---	----

Tabela 2.4 - Recursos Energéticos para Produção de Energia - Brasil	22
---	----

Tabela 2.5 - Evolução das informações das bacias hidrográficas- Brasil	27
--	----

Tabela 2.6 - Capacidade Instalada	30
-----------------------------------	----

Tabela 2.7 - Evolução das perdas de energia - Brasil	31
--	----

Tabela 2.8 - Consumo Total de Energia Elétrica das Concessionárias - Twh	45
--	----

Tabela 2.9 - Taxas Anuais Médias de Crescimento - %	45
<b>CAPÍTULO 3</b>	
Tabela 3.1 - Programas utilizados no planejamento da transmissão	107
Tabela 3.2 Cenários de Conservação de Energia da Eletrobrás	118
Tabela 3.3 Previsões de Mercado	119
<b>CAPÍTULO 4</b>	
Tabela 4.1 - Diferenças entre a metodologia de planejamento tradicional e o PIR	129
Tabela 4.2 - Elementos chaves do planejamento integrado de recursos	134
Tabela 4.3 - Resumo dos programas de GLD e PIR do PROCEL	168
<b>CAPÍTULO 6</b>	
Tabela 6.1 - Características Básicas do Setor Elétrico Brasileiro	218
Tabela 6.2 - Transformações para o Setor Elétrico	223

# ABREVIATURAS E UNIDADES

---

- BEN - Balanço Nacional Energético  
CDC - Curva de Duração de Carga  
CEC - Custo da Energia Conservada  
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais  
CNOS - Centro Nacional de Operação dos Sistemas.  
DNAEE - Departamento Nacional de Água e Energia  
FC - Fator de Carga  
FCC - Fator de Carga da Conservação  
FD - Fator de Diversidade  
FEC - Fator de Efetividade de Custo  
GCOI - Grupo Coordenado Para Operação Interligada  
GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas Elétricos  
GLD - Gerenciamento pelo Lado da Demanda  
ICB - Índice Custo-Benefício  
LCP - Least-Cost Planning  
LCUP - Least-Cost Utility Planning  
LOLP - Loss of Load Probability  
MME/SE - Ministério das Minas e Energia - Secretaria de Energia  
OLADE - Organização Latino-Americana de Energia  
PIB - Produto Interno Bruto  
PIR - Planejamento Integrado de Recursos  
SIESEE - Sistema de Informações Empresarias do Setor de Energia Elétrica  
T&D- Transmissão e Distribuição
- (k) - kilo =  $10^3$  (M) - Mega =  $10^6$  (G) - Giga =  $10^9$  (T) - Tera =  $10^{12}$   
1 tep = 10800 Mcal (Balanço Energético Nacional -1994)

# ÍNDICE

---

<b>1 - INTRODUÇÃO</b>	<b>6</b>
<hr/>	
<b>1ª PARTE SETOR ELÉTRICO</b>	<b>12</b>
<b>2 - SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	
2.1 Introdução	13
2.2 Panorama do Sistema Elétrico Brasileiro	16
2.3 Suprimento de Energia Elétrica	21
2.3.1 Geração Hidráulica	23
2.3.2 Geração Térmica	31
2.4 Transmissão de Energia Elétrica	37
2.5 Distribuição de Energia Elétrica	41
2.6 Consumo de Energia	43
2.6.1 Caracterização	43
2.6.2 Representação	48
2.7 Conclusões	55
<b>3 - CONCEITOS E METODOLOGIA DO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	
3.1 Introdução	59
3.2 Coordenação do Processo de Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro	61

3.3 Caracterização do Planejamento	65
3.3.1 Sistemas Termoelétricos	66
3.3.2 Sistemas Hidrelétricos	67
3.3.3 Sistemas Hidrotérmicos	69
3.4 Conceitos Econômicos e Financeiros	70
3.4.1 Comparação Econômica de Fontes de Geração	71
3.4.2 Comparação Econômica de Alternativas de Geração	75
3.4.3 Custos Marginais do Sistema de Geração	78
3.5 Valoração Econômico dos Benefícios Energéticos	79
3.6 Incorporação de Incertezas no Planejamento	82
3.7 Planejamento da Geração	83
3.7.1. Longo Prazo	84
3.7.2 Médio Prazo	86
3.7.3 Curto Prazo	88
3.8 Critérios de Planejamento do Sistema Gerador	90
3.8.1. Critérios de Suprimento	91
3.8.1.1 Critérios Determinísticos	93
3.8.1.2 Critérios Probabilísticos	96
3.9 Ferramentas Computacionais para Planejamento da Expansão	98
3.10 A expansão Ótima	102
3.11 Simulação da Expansão do Sistema	104
3.12 Planejamento da Transmissão	106
3.12.1 Síntese do Planejamento da Transmissão.	108
3.13 Planejamento da Distribuição	109
3.14 Modelo Conceitual da Expansão	110

3.15 O Modelo de Planejamento para Expansão para o Setor Elétrico Brasileiro	111
3.15 Previsão de Mercado	112
3.16 Conclusão	119
<hr/>	
<b>2ª Parte PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS</b>	<b>125</b>
<hr/>	
<b>4 - P I R PARA O SETOR ELÉTRICO</b>	
4.1 Introdução	126
4.2 Caracterização do Planejamento Integrado de Recursos	128
4.2.1 O Processo PIR	132
4.2.2 Componentes Básicos do PIR	133
4.3 Necessidade de Implantar o PIR	140
4.4 Projeção de Demanda	142
4.4.1 Projeção de Demanda no Setor Elétrico	144
4.4.2 O Método de Cenários	145
4.4.3 Análise da Demanda Orientada para os Usos Finais de Energia	151
4.4.3.1 Análise do Consumo de Energia Estimado Através dos Usos Finais	154
4.4.4.2 Perfil da Demanda de Eletricidade Através dos Usos Finais	163
4.5 Perspectivas para aplicação do PIR no Brasil	168
4.4 Conclusões	176
<b>5 - ELEMENTOS DE ANÁLISE ECONÔMICA - FINANCEIRA</b>	
5.1 Introdução	180
5.2 Taxa de Desconto	181
5.3 Custo de Energia Conservada e outras Figuras de Mérito Econômico	183

5.4 Curva de Oferta de Energia Economizada	191
5.5 Custo Efetivo das Medidas de Administração da Carga	193
5.6 Curva de Seleção para Minimização dos Custos de Oferta de Energia - Método para Optimização Econômica da Capacidade de Geração	195
5.6.1 Custo de Geração nas Curvas de Seleção	199
5.6.2 Escolha do Melhor conjunto para Oferta	201
5.6.3 Competitividade das Usinas em um Sistema Hidrotérmico	204
5.7 Comparação e Integração Entre as Opções de Oferta e Demanda.	206
5.7.1 Fator de Carga da Conservação (FCC)	207
5.7.2 Fator de Efetividade de Custo (FEC)	211
5.8 Conclusões	214
<hr/>	
<b>CONCLUSÃO</b>	<b>217</b>
<hr/>	
<b>6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b>	
6.1 Introdução	217
6.2 Características do Setor Elétrico Brasileiro	218
6.2.1 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico da Eletrobrás	219 224
6.3 Planejamento Integrado de Recursos	230
6.3.1 Previsão do consumo e Demanda de Energia	232
6.3.2 Avaliação e Integração dos Recursos	233
6.4 Recomendações	237
6.2.4 PIR (frente ao planejamento tradicional)	244
6.5 Comentários Finais	241

<b>ANEXOS</b>	<b>242</b>
Resumo da Metodologia de Planejamento da Expansão	
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>243</b>

# SOBRE O TRABALHO DE DISSERTAÇÃO

---

# Objetivo

---

Analisar a metodologia de planejamento da expansão do setor elétrico utilizada pela Eletrobrás, e também a técnica de Planejamento Integrado de Recursos (PIR). A metodologia de PIR é proposta como ferramenta de análise que permite selecionar de forma consistente e coerente o melhor programa de atendimento às necessidades de serviços energéticos, tendo como base critérios técnicos e econômicos, considerando recursos de oferta e gerenciamento da demanda.

# Metodologia/Estratégia

---

Os temas concernentes da abordagem proposta são divididos em duas partes básicas:

Na *primeira parte* trabalha-se na caracterização do *SETOR ELÉTRICO* e também na metodologia tradicionalmente utilizada para planejamento da expansão deste. Esta parte constitui-se em dois capítulos, onde são abordados os seguintes aspectos:

- *sistemas de energia elétrica, seus componentes, a produção, a transmissão e a distribuição, curva de carga e riscos e incertezas.*
- *descrição do planejamento tradicional de sistemas de energia elétrica enfatizando os critérios utilizados no sistema gerador, no suprimento, no dimensionamento das fontes de geração, e os estudos para previsão da demanda.*

A *segunda parte* compreende o estudo da metodologia de *PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS*. Os métodos e componentes básicos da metodologia são apresentados em dois capítulos, onde:

- *são apresentados as características, a necessidade de implantação e relevância na projeção de consumo e demanda de energia baseada em análises de posse de equipamentos e hábitos de uso. O conceito de recursos energético é ampliado para oferta e demanda.*
- *analisa-se os custos das opções de conservação de energia, onde apresentamos os conceitos de fator de conservação de carga, custo da energia economizada e fator de efetividade de custo.*

# CONTEÚDO

---

As duas partes da dissertação estão estruturadas em quatro capítulos, os quais são precedidos por um introdutório, contextualizando o tema proposto, e encerrados por um capítulo conclusivo contendo síntese e sugestões. Os seis capítulos que a formam são especificados a seguir:

## ***Introdução***

Apresenta-se uma introdução e relevância do planejamento energético, mostrando dados recentes. Questiona-se paradigma de planejamento que impõe o consumo de energia como sendo condição para o desenvolvimento. Levanta-se a necessidade de metodologias de planejamento da expansão que levem em consideração tanto opções de oferta como de demanda de energia. Os objetivos, metodologia e o tema conservação de energia são abordados como sendo fatores preponderantes para o desenvolvimento sustentado.

## ***Sistemas de Energia Elétrica***

Numa representação simplificada o sistema de energia elétrica é dividido em meios de produção, transporte e distribuição. No entanto ressalta-se a necessidade de se

considerar o consumidor, representado pelo componente *usos finais*, no planejamento energético. Visto o contexto do planejamento energético brasileiro, apresenta-se um panorama atual do setor elétrico brasileiro (Parque gerador, sistemas de transmissão, consumo per capita, etc.). Os elementos básicos de representação e caracterização do consumo de energia são apresentados a fim de subsidiar os próximos capítulos.

A justificativa para tal aporte é tal que, no ambiente em que se desenvolve o planejamento integrado de recursos, é necessário primeiramente levantar o que se tem em se tratando de energia. Assim o conhecimento prévio de todos os elementos que se configuram como recursos que participam desse processo, se faz relevante para uma proposta de mudança de paradigma.

### ***Conceitos e Metodologias do Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.***

O conhecimento, avaliação e dimensionamento dos recursos energéticos disponíveis para a geração de energia elétrica envolvem estudos que devem ser executados com anos de antecedência da entrada em operação das usinas, como a análise de novas tecnologias de geração ou transmissão de energia. São apresentados os conceitos econômicos e financeiros inerentes ao planejamento, a caracterização dos critérios de suprimentos, comparação entre as alternativas de geração e dimensionamento das fontes de geração.

São mostrados o modelo conceitual utilizado pela Eletrobrás e a definição de expansão ótima, procura-se ilustrar como, com o auxílio de algumas ferramentas computacionais

desenvolvidas no país, a Eletrobrás planeja a expansão do sistema.

### **Planejamento Integrado de Recursos**

Nesta etapa pretende-se caracterizar o PIR. O processo, os componentes básicos e a necessidade de implementação fazem a introdução ao capítulo. Em seguida enfatiza-se a previsão de demanda, onde pretende-se fazer uma comparação entre a previsão clássica e a previsão prospectiva além da crítica aos métodos utilizados pelas concessionárias.

Como sendo a previsão da demanda a primeira etapa do processo de planejamento, aqui são mostrados alguns conceitos do método de cenários, visto que para o PIR é utilizada a previsão por *usos finais*. Exigindo assim uma metodologia que permita analisar diferentes perspectivas futuras.

Devido aos diversos tipos de usos finais resultantes do serviço energético oferecido, é mostrada a necessidade em se conhecer as tecnologias que se encontram no mercado, bem como o levantamento dos rendimentos e da eficiência, indicar o custo efetivo, o ciclo de vida, o tempo de utilização mais provável.

A etapa final corresponde a apreciação dos elementos para análise econômica para a demanda e oferta de energia. Custo de energia economizada, curva de seleção de recursos e comparação entre as opções de oferta e demanda são alguns dos elementos apresentados.

### **Conclusões e Recomend**

falta o  
Cap. Elementos  
de análise  
econômica

# INTRODUÇÃO

---

# 1

---

A afirmação de que o consumo de energia é uma condição necessária para o desenvolvimento é aceita mediante a suposição de que um aumento na taxa de crescimento econômico está relacionado com o fornecimento crescente de energia na economia. Verifica-se então que o processo de desenvolvimento pressupõe alterações quantitativas e qualitativas no sistema de produção e consumo de energia, condicionando-o à disponibilidade de recursos energéticos.

No Brasil, segundo o PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA<sup>(\*)</sup>, o consumo total de energia elétrica tem apresentado taxas de crescimento superiores as do consumo global de energia e às da economia. Durante a década de 70 o Produto Interno Bruto (PIB) apresentou uma taxa de crescimento anual média de 8,6%, resultando numa elevação da renda per capita nacional superior ao aumento da população. Durante esse período, o consumo de energia global cresceu a

---

<sup>(\*)</sup> Plano 2015/Ministério das Minas e Energia/Eletrobrás/1993-2015

uma taxa de 7,9%, inferior a da economia, enquanto que o consumo de energia elétrica cresceu 11,8%, ultrapassando as taxas de crescimento da economia e do consumo de energia global. Como consequência verificou-se um aumento do índice “conteúdo elétrico do PIB”, que é medido em kWh por US\$ de PIB e serve como referência da importância da energia elétrica na economia, também se verificou que a sua participação no balanço energético passou de 19% em 1970 para 29% em 1980 e o consumo per capita evoluiu significativamente alcançando 1.025 kWh/hab, em 1980.

Uma situação diferente ocorreu na década de 80. A taxa anual média de crescimento do país foi de 1,5%, inferior a da população que foi de 1,9%, resultando num PIB per capita menor do que na década anterior. Porém, o consumo de energia global cresceu a taxas superiores à do PIB, 2,7%. A energia elétrica continuou sua trajetória de crescimento acima da economia e do consumo global de energia, 5,7%. Resultando num índice de “conteúdo energético do PIB”, em 1990 superior ao de 1980 e, uma evolução na participação do consumo de energia elétrica no balanço energético nacional de 29% para cerca de 40%, chegando a 1500 kWh/hab o consumo per capita. Nota-se que mesmo em períodos de crise econômica o mercado de energia elétrica continua em crescimento. Isto é justificado pela penetração crescente da eletricidade com a modernização dos diversos setores econômicos, crescimento populacional, e à extensão das redes elétricas.

Dessa forma, nota-se que o modelo convencional de planejamento energético estabelece uma relação entre PIB e energia para o desenvolvimento. Supõem-se que o nível de desenvolvimento possa ser medido em termos do consumo per capita de energia, o que significa que um incremento no bem estar pressupõe um incremento no consumo per capita. Assim,

as análises de projeção das demandas futuras de energia indicarão sempre que o consumo per capita futuro será maior que o consumo atual.

*Tabela 1.1 BRASIL - Energia e Economia*

	1970	variação 70/80	1980	variação 80/90	1990	variação 90/95	1995
POPULAÇÃO (milhão de hab.)	93	-	119	-	145	-	157
% a.a.	-	2,5	-	2	-	1,6	-
PRODUTO INTERNO BRUTO							
US\$ Bilhão de 1994	179	-	411	-	478	-	545
% a.a.	-	8,6	-	1,5	-	2,7	-
US\$/hab.	1294	-	3454	-	3297	-	3471
% a.a.	-	6	-	-0,5	-	1	-
CONSUMO DE ENERGIA							
ENERGIA GLOBAL							
Milhão tEP	69	-	128	-	169	-	202
% a.a.	-	-	-	2,8	-	3,6	-
Elasticidade(consumo x PIB)	-	0,74	-	1,86	-	1,33	-
tEP/hab	0,74	-	1,08	-	1,16	-	1,29
% a.a.	-	-	-	-	-	2,1	-
ENERGIA ELÉTRICA							
TWh(*)	40	-	122	-	216	-	265
% a.a.	-	11,8	-	5,9	-	4,2	-
Elasticidade(consumo x PIB)	-	1,37	-	3,93	-	1,55	-
kWh/hab.	430	-	1025	-	1500	-	1688
% a.a.	-	9,1	-	3,9	-	2,4	-

(\*) Inclui os autoprodutores e o consumo relativo as tarifas especiais

Fonte: ELETROBRÁS - PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1996-2005

O objetivo do planejamento é encontrar subsídios para a tomada de decisões no presente, de modo a atender da melhor maneira possível uma situação futura, e com base nesses fundamentos é que o planejamento energético passa a fazer parte da estratégia global das economias das nações, especialmente daquelas em desenvolvimento. Deste modo, os planejadores são obrigados a se adaptarem às mudanças ocorridas principalmente devido ao esgotamento dos recursos.

A lógica que o planejamento energético, nos países desenvolvidos<sup>1</sup>, seguiu até o primeiro choque do petróleo, é considerada simples, pois baseava-se na suposição fixa ou

variando de maneira contínua e regular, a interligação entre as necessidades e o consumo. Assim, sua tarefa básica consistia em atender as metas de crescimento econômico com a demanda, estimada por equações empíricas simples, com as fontes disponíveis, buscando-se programar o atendimento dessa demanda de maneira ótima, (ARAÚJO, 1988). Verifica-se que, o planejamento estava concentrado somente nas opções de oferta, pois avaliava o tamanho, o combustível, e o tempo de construção da próxima planta de geração. A atenção era dada ao fornecimento do recurso e não na maneira de como é usado. Ou seja, as previsões não consideravam as melhorias de eficiência.

Outros aspectos a serem observados neste período, referem-se ao planejamento das concessionárias de energia. Como o crescimento da demanda estava fixado, o desenvolvimento tecnológico e a economia de escala faziam com que os custos de expansão<sup>2</sup> fossem baixos, ainda que para isso contribuíssem o baixo preço dos combustíveis e taxas de juros estáveis. Esses fatores conduziram a uma tendência de declínio nos preços da eletricidade (HIRST, DRIVER e BLANK, 1988).

Com o fim da era do declínio dos custos, as concessionárias têm sofrido mudanças significativas. A argumentação baseia-se na elevação das taxas de juros, levando a aumentos nos custos de investimentos, sendo necessário requerer frequentes aumentos das tarifas, enquanto os consumidores opõem-se à elevação de preços. Em vários países, como por exemplo os EUA, estas mudanças influenciaram diretamente o processo de planejamento, verifica-se que grandes concessionárias donas de seu parque gerador passaram a ser menos atrativas, tornando as alternativas de oferta e opções de

---

<sup>1</sup> Os países em desenvolvimento utilizam os mesmos modelos

<sup>2</sup> Novas plantas.

gerenciamento da demanda viáveis<sup>3</sup>. Para um número crescente de planejadores, a concentração nos planejamentos da construção de novas plantas, não tinha mais relevância, (HIRST,1988).

A partir de meados da década de 80 muitos planejadores reconsideraram a necessidade para um novo paradigma de planejamento energético, no qual estivesse incorporado a avaliação das tecnologias envolvidas em programas de gerenciamento da demanda, as implicações públicas como a qualidade ambiental, e o aumento do número de partes interessadas na aquisição dos recursos pela concessionária. HIRST (1988), em seu trabalho ressalta que este desenvolvimento centraliza atenção num ponto que é considerado verdadeiro mas não é reconhecido - os consumidores compram eletricidade como um meio para prover suas necessidades<sup>4</sup> de conforto ambiental, luz, e força motriz. E para tentar atender essas exigências desenvolveu-se, e continua sendo aprimorado a cada dia, um processo metodológico mais abrangente que é chamado de Planejamento Integrado de Recursos (PIR).

O Planejamento Integrado de Recursos, também chamado de Planejamento de Mínimo Custo para Concessionárias<sup>5</sup>, ou Planejamento de Mínimo Custo<sup>6</sup>), consiste numa metodologia de planejamento com o objetivo de atender numa maneira viável, a demanda por serviços energéticos com mínimo custo social, otimizando o conjunto de opções do lado da oferta e da

---

<sup>3</sup> A desregulamentação da geração, maior acesso das concessionárias e produtores independentes aos sistemas de transmissão de outras concessionárias, mudanças nas regulamentações dos preços de energia elétrica, aumento dos custos mediante aos impactos ambientais e incertezas quanto aos futuros aumentos das cargas, são alguns dos fatores que conduziram a um novo modelo de planejamento.

<sup>4</sup> A ênfase no modelo tradicional é dada ao consumo, e não aos serviços prestados. Em termos de energia isso se traduz em kWh.

<sup>5</sup> Na literatura é comum encontrar a abreviatura do termo em inglês Least-Cost Utility Planning (LCUP)

<sup>6</sup> Como a nota anterior. Least-cost Planning (LCP)

demanda, levando em considerações as externalidades bem como os impactos ambientais.

No PIR a demanda aparece como uma variável que pode ser influenciada pelo uso adequado das opções disponíveis. Adicionalmente, as opções do lado da demanda são consideradas num mesmo nível do que as do lado da oferta, não somente em termos do custo do kWh, mas também em termos de controlabilidade e impactos externos. Já que o planejamento tradicional, até então, tem negligenciado medidas do lado da demanda. A introdução do PIR pode proporcionar ênfase maior para programas de conservação de energia. Embora o conceito de eficiência não esteja exclusivamente vinculado ao de conservação, este constitui um dos principais mecanismos para sua promoção, (SALAS,1995).

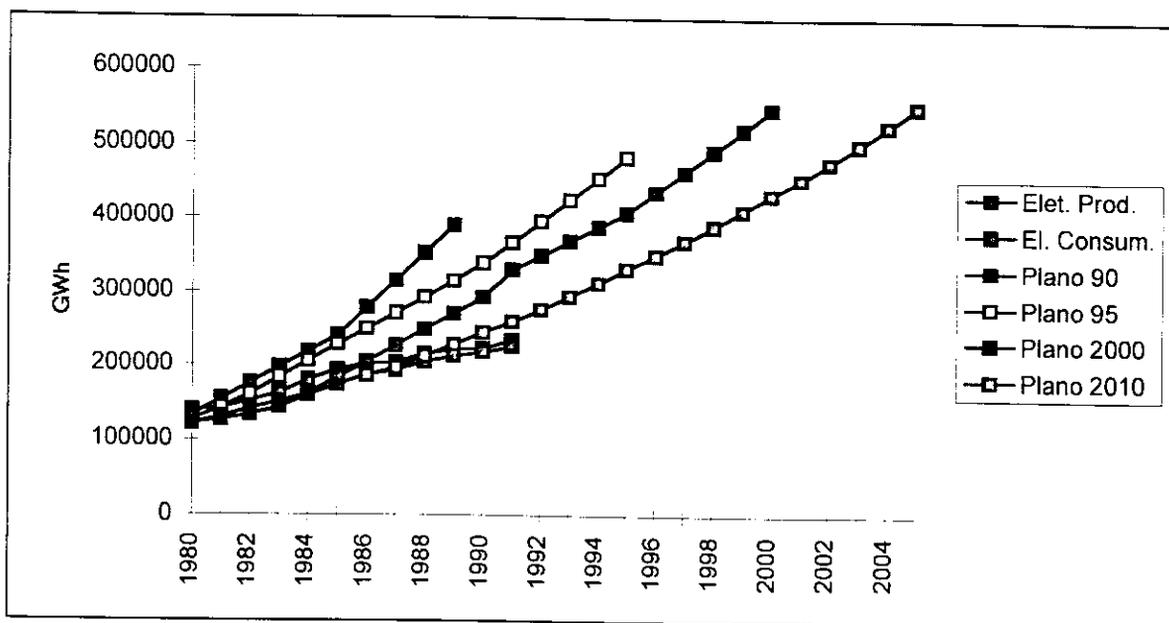
Ao planejamento energético atribuí-se a função de estabelecer quanto dos recursos energéticos são necessários para o futuro. Estabelece-se então, a projeção de demanda e, em seguida, verifica-se como atender esta demanda com os recursos disponíveis.

No modelo atual de planejamento, o enfoque principal é o consumo e não os serviços prestados, como: iluminação, refrigeração, força motriz, etc. Caracterizando-se como um modelo onde prevalece a quantidade ao invés da qualidade dos serviços oferecidos.

Outro ponto é que a projeção convencional de demanda de eletricidade contempla perspectivas de conservação de energia, mas são avaliadas através de cenários macroeconômicos, não considerando aspectos de hábitos e posse de equipamentos.

Além disso, as bacias hidrográficas próximas aos grandes centros consumidores já foram exploradas ao máximo, exigindo assim, outras de difícil acesso e investimentos maiores. Observa-se então que nos últimos anos há um aumento nos

custos marginais. Ou seja, é mais caro gerar o próximo kWh do que foi gerar o anterior. Esta talvez seja a consequência mais percebida pelo planejamento tradicional, ainda que nenhuma previsão estabelecida com bases nesses conceitos não corresponderam ao consumo verificado (Figura 1.1)



Fonte: SAUER (1993)

Figura 1.1- Variação do consumo de energia, eletricidade produzida e projeções de consumo segundo os Planos da Eletrobrás.

A metodologia proposta neste trabalho enfoca uma perspectiva de planejamento que está sendo utilizado por empresas do setor elétrico de vários países em desenvolvimento que possuem restrições financeiras para expandir seu sistema, e alguns deles, limitações de recursos primários disponíveis para geração de eletricidade.

# 2

# Sistemas de Energia Elétrica

---

## 2.1 - Introdução

Um Sistema Energético compreende um conjunto de instalações e atividades que, a partir de uma disponibilidade de recursos naturais (energéticos), permite satisfazer as necessidades de energia de uma sociedade. E durante muito tempo um Sistema de Energia Elétrica foi representado por três componentes principais: as usinas geradoras, as linhas de transmissão e os sistemas de distribuição. Como as mudanças conceituais nas metodologias de planejamento flexibilizaram a participação dos elementos que compõem o consumo de energia elétrica, faz-se necessário descrever os sistemas de energia acrescentando aos elementos existentes os “usos finais”<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> O termo serviço energético também será utilizado para a representação do estágio correspondente à utilização da energia.

Em um diagrama simples um sistema de energia elétrica pode ser representado em 4 blocos, como mostra a Figura 2.1.

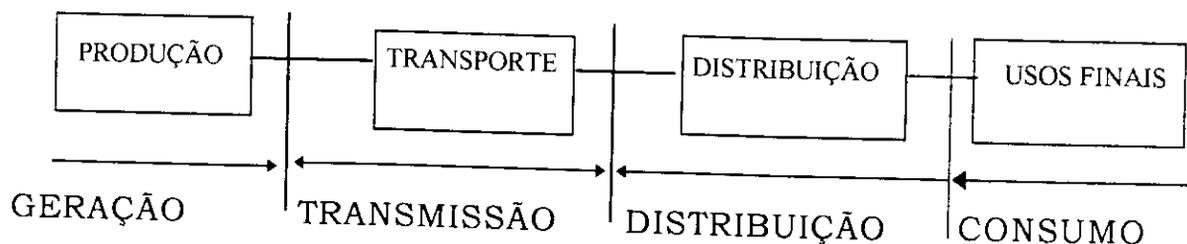


Figura. 2.1 - Diagrama de um Sistema de Energia Elétrica.

Os vários meios de geração de energia elétrica correspondem ao sistema gerador, dentre eles pode-se destacar<sup>2</sup>: as usinas hidroelétricas, onde a energia elétrica é obtida através da transformação da energia potencial e/ou dos cursos d'água; e as termoelétricas, onde se obtém eletricidade com o resultado da transformação da energia cinética de gases e vapores em expansão aquecidos pela queima de combustíveis.

O transporte de energia sob a forma de eletricidade só é realizado através da utilização das linhas de transmissão. Estas conjuntamente com as subestações e as redes de distribuição correspondem aos meios utilizados para fazer chegar aos consumidores a energia produzida.

Os meios de consumo de energia elétrica compreendem ao conjunto de cargas<sup>3</sup> dos diferentes tipos de consumidores. O modelo apresentado por FORTUNATO, (1990) sugere que a distribuição de energia, por apresentar-se como a última etapa entre a geração e o usuário, seja classificada como meio de consumo. Isto considerando o ponto de vista do planejamento de sistemas de produção. Nota-se que, neste modelo as características dos meios de consumo da forma como são

<sup>2</sup> A ênfase está nos sistemas termoelétricos e hidroelétricos devido ao alto grau de representatividade na produção total de energia no Brasil.

<sup>3</sup> equipamentos, instalações, etc.

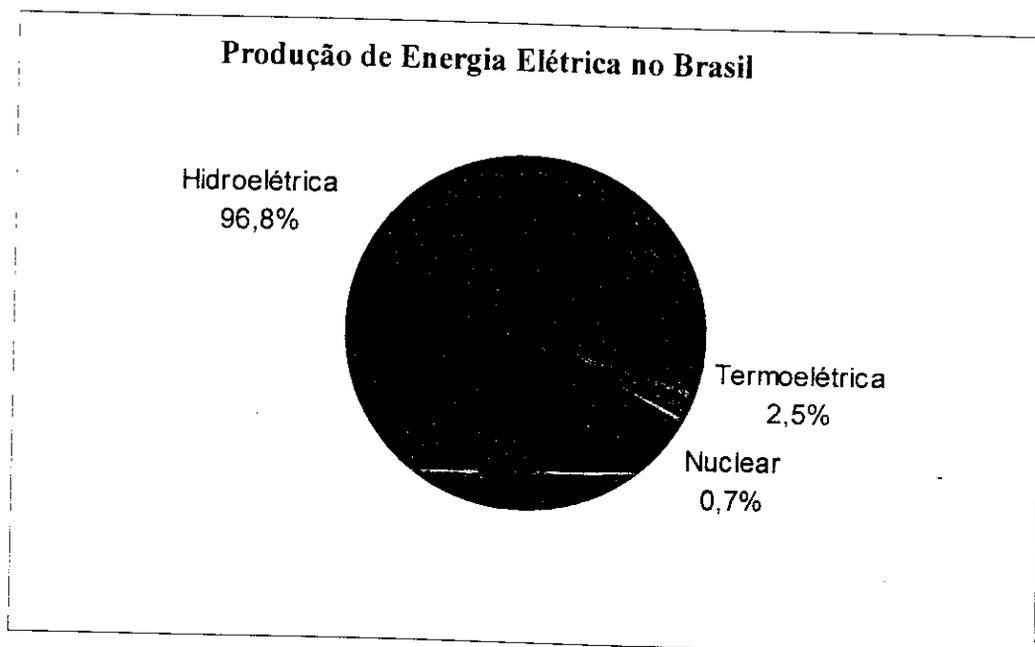
1<sup>a</sup> Parte

SETOR  
ELÉTRICO

---

## 2.2 - Panorama do Sistema Elétrico Brasileiro

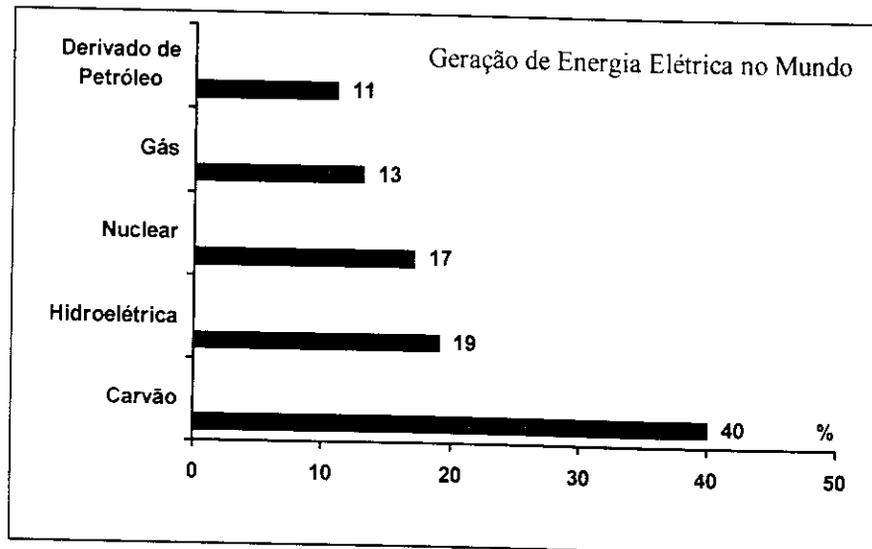
O sistema elétrico brasileiro atualmente possui um parque gerador basicamente hidrelétrico (Figura 2.2). A geração termoeétrica é destinada ao abastecimento de sistemas isolados e à complementação dos sistemas interligados, durante a ocorrência de períodos hidrológicos desfavoráveis ou problemas de atendimento localizados, em função de restrições de transmissão.



Fonte: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO-1996-2005 - ELETROBRÁS  
Figura 2.2 - Composição do parque gerador de energia elétrica brasileiro.

A expressiva participação hidrelétrica diferencia-o em relação ao da maioria dos países, onde a participação de diferentes fontes primárias para produção de energia elétrica é mais significativa. Na Figura 2.3. nota-se, em termos mundiais,

a predominância do carvão, seguido da hidroelétrica e nuclear, evidenciando o contexto distinto da situação brasileira.



Fonte: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO-1996-2005 - ELETROBRÁS  
 Figura 2.3 - Caracterização da produção de energia elétrica no mundo.

O sistema está dividido em três grandes segmentos: Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, Sistema Interligado Norte/Nordeste e os Sistemas Isolados da Região Norte

### **Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste**

Fazem parte desse sistema 208 usinas hidrelétricas e 23 termoelétricas correspondendo respectivamente a 37.597 MW e 3.082 MW de capacidade instalada. Além disso, considera-se 50% da capacidade de Itaipu, 6.300 MW, 4 autoprodutores que vendem um excedente de 105 MW aos concessionários públicos, totaliza-se uma capacidade instalada de 40.784 MW.

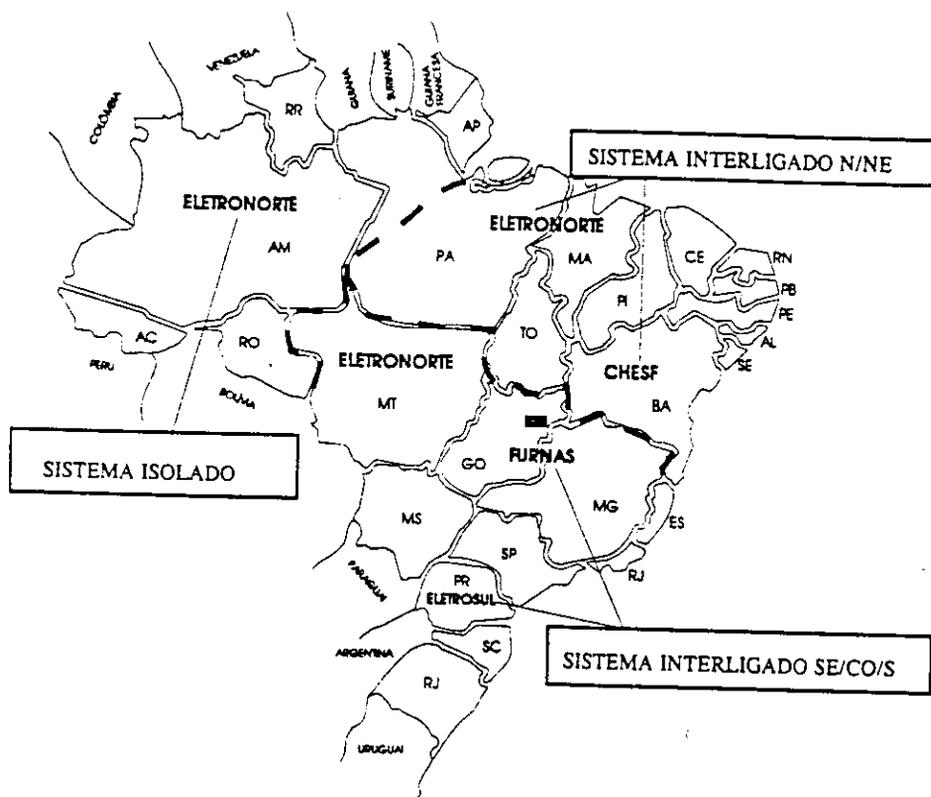
### **Sistema Interligado Norte/Nordeste**

Possui uma capacidade instalada total de 13.288 MW. É formado por 17 usinas hidrelétricas e 3 usinas termelétricas correspondendo respectivamente a 12.879 MW e 409 MW de capacidade instalada.

### **Sistemas Isolados**

A capacidade total neste sistema é de 1.721 MW, sendo que 1.185 MW correspondem às usinas termelétricas e 536 MW às usinas hidrelétricas.

A configuração dos sistemas é mostrada na Figura 2.4.



Fonte: Plano Nacional de Energia Elétrica- 1993-2015  
 Figura 2.4 Distribuição geográfica dos sistemas elétricos.

O sistema apresenta características particulares, dentre as quais pode-se destacar algumas referentes à geração e transmissão:

- *reservatórios com regularização plurianual, com capacidade de armazenamento para utilização durante vários anos, em períodos de aflúências reduzidas;*
- *grandes distâncias entre fontes produtoras e os principais centros de consumo;*
- *bacias hidrográficas com diversidade hidrológica, isto é, com diferenças entre as distribuições de vazão ao longo de um determinado ano e em períodos plurianuais;*
- *elevado grau de interligação elétrica entre os subsistemas de distintas bacias hidrográficas;*
- *grande parte do potencial hidrelétrico ainda disponível para aproveitamento.*

A produção total de energia elétrica em 1995 foi de 260.678 GWh, com uma capacidade instalada de 55,5 GW, correspondendo a um fator médio de 54% por usina no sistema.

Em relação ao consumo, constata-se em 1995, segundo a Eletrobrás, 38,1 milhões de consumidores conectados ao sistema. Sendo que 32,5 milhões são residenciais.

Outra constatação é que cerca de 70% da produção e consumo de energia elétrica encontra-se nas regiões Sul e Sudeste, devido principalmente a alta concentração de consumidores industriais. A Tabela 2.2 apresenta um resumo da

distribuição da produção de energia e do consumo per capita, para cada região geográfica.

*Tabela 2.2 - Composição do Mercado do Sistema Elétrico Brasileiro por Região Geográfica e Consumidores Residenciais.*

<b>Região</b>	<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>Produção (GWh/ano)</b>	<b>Consumo (GWh/ano)</b>	<b>Consumo per capita (kWh)</b>
Norte	5.804	27.527	12.563	1.808
Nordeste	9.360	35.395	38.808	1.226
C. Oeste	864	4.246	11.939	2077
Sudeste	25.182	120.496	149.906	2.297
Sul	8.002	34.102	37.451	1.919
<b>BRASIL</b>	<b>55.512</b>	<b>260.678</b>	<b>249.857</b>	<b>1.954</b>

*Fonte: Sistema de Informações Empresariais do setor de Energia Elétrica -SIESE*

*Nota: (1) - Inclui 50% da capacidade/produção de Itaipu  
(2) - O total de energia disponível é de 296.628 GWh incluindo 35.590 GWh comprados de Itaipu e de autoprodutores.*

*(3) - Consumo apenas para consumidores residenciais*

Embora a transmissão de energia elétrica, a partir de 1973, passasse a ser feita por tensões padronizadas em 138, 230, 500 kV e acima, ainda existe transmissão em 69 kV. Ainda que em situações onde sejam necessários reforços nos sistemas de transmissão, é permitido níveis de tensões não padronizados como 345 e 440 kV, desde que justificados. Além disso existe transmissão a 600 kV em corrente contínua e 750 kV em corrente alternada, destinadas ao transporte de energia da

hidrelétrica binacional de Itaipu. O sistema de transmissão brasileiro atinge uma extensão de mais de 150.000 km em linhas de 69 kV e acima.

## 2.3 - SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A produção de energia elétrica é sempre resultado da transformação de outros tipos de energia, e a utilização dos tipos diferentes de usinas geradoras é função da existência de fontes primárias de energia renováveis ou não e dos custos envolvidos. A Tabela 2.3 mostra a evolução da oferta interna bruta de energia primária no Brasil.

*Tabela 2.3 - Oferta interna bruta de energia primária. - Brasil.*

<b>ENERGIA PRIMÁRIA</b>	<b>1980</b>	<b>1985</b>	<b>1990</b>	<b>1994</b>
	<b>(10<sup>3</sup> tep)</b>	<b>(10<sup>3</sup> tep)</b>	<b>(10<sup>3</sup> tep)</b>	<b>(10<sup>3</sup> tep)</b>
<b>NÃO</b>				
<b>RENOVÁVEL</b>				
Petróleo	54590	54852	59264	64892
Gás natural	1065	2873	4230	4997
Urânio	-	-	-	-
<b>RENOVÁVEL</b>				
Hidráulica	37383	517729	59945	70446
Lenha	30695	32513	28180	24110
Cana de açúcar	9082	18576	17937	21357

*Fonte: MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - BALANÇO  
ENERGÉTICO NACIONAL - 1995.*

A disponibilidade de fontes energéticas primárias para produção de energia elétrica no Brasil é de certa forma expressiva, principalmente quando consideradas as opções hidráulica, carvão e nuclear. A tabela 2.4 compara seus custos e mostra o potencial disponível no Brasil.

*Tabela 2.4 - Recursos Energéticos para Produção de Energia - Brasil*

FONTE	POTENCIAL		CUSTO - US\$/MWh <sup>1</sup>
	GW ano	GW	
Energia Hidráulica <sup>2</sup>	123,5	247,0	33% menor do que 40 39% entre 40 e 70 28% maior que 70
Carvão Mineral <sup>3</sup>	12,0	18,0	60 a 70
Combustível	15,0	25,0	60 a 70
Nuclear <sup>4</sup>			
<b>Total</b>	<b>150,5</b>	<b>290,0</b>	-----

*Fonte: Eletrobrás - Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015 - Relatório Síntese.*

*Notas: 1 - Os custos consideram investimento, operação/manutenção e combustível.*

*2 - Considerando 95% do potencial total, parcela para a qual se dispões de custos. Estima-se que cerca de 2/3 do potencial hidrelétrico é economicamente competitivo e ambientalmente viável; 42% do potencial se situa na região amazônica; cerca de 25% já encontra-se em operação e construção.*

*3 - Considera apenas as reservas recuperáveis de urânio nacionais - 120 mil toneladas de U308-, sem a reciclagem de urânio e plutônio residuais.*

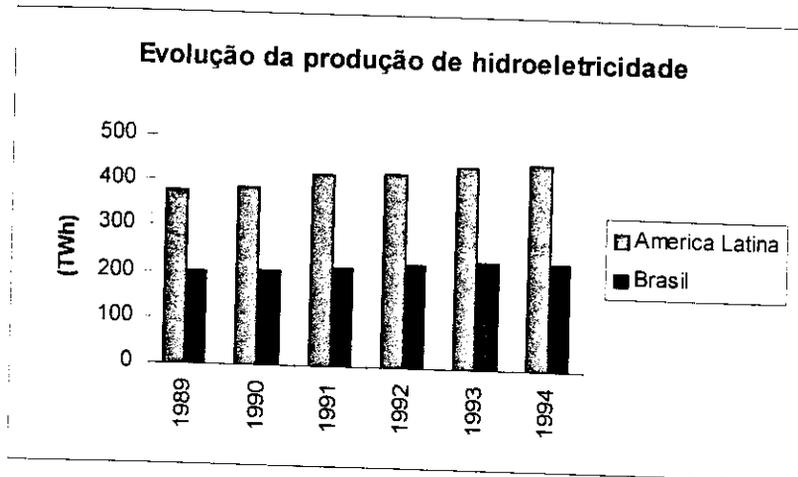
As condições ecológicas, tecnológicas e econômicas são fatores que fortemente influenciam na escolha da fonte primária de energia a ser utilizada. Isto faz com que o suprimento de energia elétrica seja ou centralizado, ou descentralizado. De uma forma ou de outra, o que se pretende nessa etapa do planejamento, é identificar e caracterizar os tipos de geração de

energia elétrica existentes. Para STEVENSON (1974), um sistema de energia elétrica bem projetado compreende um grande número de estações geradoras interligadas de modo que a energia total produzida possa ser utilizada em toda região. A transformação da energia hidráulica em elétrica apresenta a vantagem da conversão ser feita na própria origem. Por outro lado, sua localização nem sempre é próxima do centro consumidor devendo ser transportada por linhas de transmissão até o ponto em que é convertida na forma desejável.

A localização dos meios de produção de energia é função da disponibilidade dos recursos primários. As centrais hidroelétricas são fixadas observando-se a presença de quedas d'água, as centrais termoelétricas utilizando combustível fóssil ou nuclear são mais flexíveis. As centrais termoelétricas são, em geral, distribuídas pelo sistema de tal forma que haja pelo menos uma próxima de cada grande centro de carga. As hidroelétricas exigem, em geral, a transmissão de grandes quantidades de energia a grandes distâncias; por sua vez, as termoelétricas, usualmente requerem a transmissão de energia a menores distâncias.

### **2.3.1 - Geração Hidráulica**

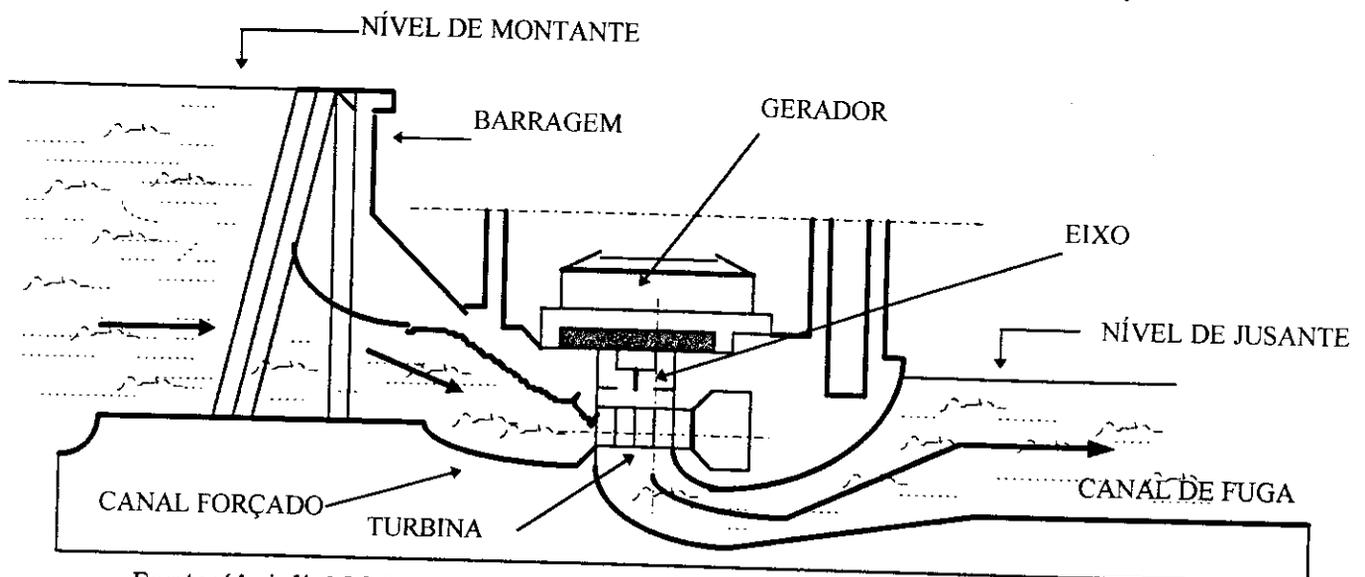
Historicamente, as usinas hidroelétricas têm desempenhado papel principal como fontes de energia elétrica. Em muitos países, como no Brasil (Figuras 2.2, e 2.3), ela representa quase a totalidade da energia gerada.



Fonte: ENERDATA@.1995.

Figura 2.5 - Produção de energia elétrica de origem hidráulica, nos últimos anos no Brasil e na América Latina.

O processo de geração de energia elétrica através de usinas hidráulicas consiste em uma sequência de transformação de formas de energia. A energia potencial da água armazenada no reservatório é transformada em energia cinética e energia de pressão dinâmica pela passagem forçada da água nos dutos, fazendo o acionamento da turbina, essa energia é então convertida em energia mecânica, por sua vez transmitida pelo eixo ao gerador, onde é transformada em energia elétrica (FORTUNATO et al., 1990) (Figura 2.6).



Fonte: (Acioli, 1994)-

Figura 2.6 Esquema de uma usina hidrelétrica.

Como é mostrado na Figura 2.6 a formação de uma diferença de nível entre montante e jusante é proporcionada pela construção de uma barragem, que irá formar o reservatório onde a água é captada para o processo de produção de energia elétrica, descrito anteriormente. Cada reservatório possui características diferentes e podem ser separados entre reservatórios de compensação, que são os que possuem volume suficiente apenas para a regularização de descargas diárias ou semanais. E os de acumulação, que são maiores em capacidade e podem regular as vazões até de vários anos. Também existem usinas que possuem dois reservatórios dispostos em níveis diferentes, que são as usinas reversíveis. Nesta a água é bombeada de um reservatório disposto no nível inferior para o que está no superior, sempre quando houver maior disponibilidade de energia no restante do sistema. Quando o consumo de energia aumenta, o reservatório superior é deplecionado e a água é turbinada aumentando a produção do sistema.

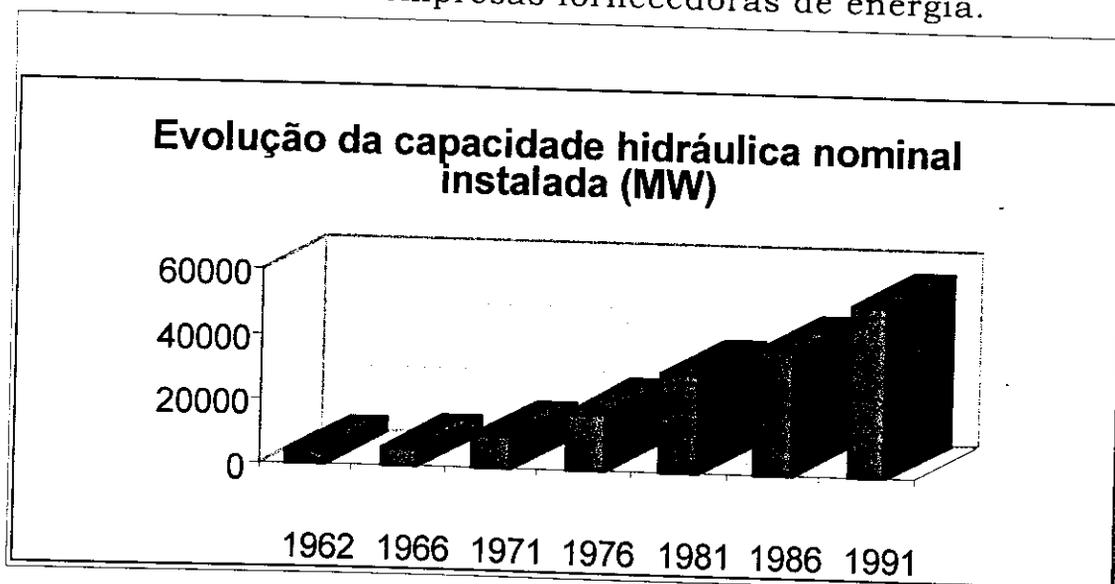
Durante os períodos chuvosos, os reservatórios de acumulação desempenham um papel importante na redução de eventuais danos, caso ocorram cheias, nas áreas ribeirinhas à jusante. Para isto, uma parte do reservatório é mantida vazia neste período. Esta restrição para a operacionalidade máxima da produção de energia juntamente com outras como a navegação, saneamento, e meio ambiente podem afetar a geração de energia do sistema de reservatórios. Por isso, uma das funções principais do planejamento energético é a de atender os múltiplos usos da água.

No Brasil, o uso de energia hidroelétrica iniciou-se em 1883, quando em Diamantina, Minas Gerais, foi instalada uma

usina para geração de energia elétrica<sup>4</sup>. Com a função de fornecer energia elétrica para iluminação pública e acionar máquinas de uma fábrica de tecidos, a usina hidrelétrica de Marmelos, torna-se a primeira hidrelétrica de expressão com uma potência instalada de 250 kW. Nas década seguintes, os estudos do potencial hidrelétrico brasileiro e a implantação de empreendimentos foram realizados em função de suas dimensões e da proximidade dos principais centros urbanos.

Através de uma análise do aumento da capacidade instalada em empreendimentos hidrelétricos e do número de empresas prestadoras de serviços de energia, constata-se a predominância da hidroeletricidade no Brasil desde o início do século.

Em 1900 a capacidade instalada fornecida por 11 empresas era de 5,5 MW, subindo para 140 MW e 88 empresas em apenas cinco anos, atingindo em 1950 a potência instalada de 1936 MW e 1763 empresas fornecedoras de energia.



Fonte: ELETROBRÁS

Figura 2.7 - Evolução da capacidade nominal instalada no Brasil.

<sup>4</sup> A finalidade desta usina era movimentar duas bombas de desmonte hidráulico.

O potencial hidrelétrico brasileiro somente começou a ser avaliado de forma global e sistematizado a partir de 1961<sup>5</sup>. Até então, essa avaliação era feita de maneira bastante limitada, sujeita somente à identificação de locais promissores em regiões de maior interesse.

À medida que as informações sobre as características físicas das bacias hidrográficas brasileiras (Tabela 2.5) se tornam disponíveis e através de estudos que permitem a melhor definição das partições da queda dos rios dessas bacias, observa-se a evolução no conhecimento do potencial hidrelétrico.

*Tabela 2.5 - Evolução das informações das bacias hidrográficas - Brasil*

<b>ANO</b>	<b>ENERGIA FIRME GW MÉDIO</b>	<b>POTÊNCIA INSTALÁVEL GW</b>	<b>OBSERVAÇÕES</b>
Até 1954	7,5	15	Nenhuma bacia inventariada. Estimativa parcial do país
1955	13,0	26,0	Estimativa parcial do país
1961	50,0	100,0	Primeira estimativa Global do país
1966	75,0	150	Nova estimativa já incluindo o inventário da região Sudeste/Centro Oeste.
1978	104,5	209,0	Inclusão dos inventários da região Sul e das bacias dos rios Tocantins, São Francisco (Nordeste) e Parnaíba e dos

<sup>5</sup> Ano de instalação da ELETROBRÁS

			resultados dos estudos da Amazônia. Consideração da diversidade hidrológica.
1979	106,5	213,0	Inclusão dos inventários das bacias dos rios Xingu e Paraguai.
1989	127,5	255	Inclusão dos novos inventários em substituição a estimativas conservadoras adotadas para algumas bacias e utilização de dados mais precisos na estimativa de potencial.
1991	129,1	261,4	Atualização dos dados disponíveis.

Fonte: Eletrobrás.

A Figura 2.8 mostra a distribuição dos aproveitamentos hidrelétricos dos sistemas interligado, para 1993, de acordo com cada concessionária.



Este potencial hidrelétrico está entre os maiores do mundo, e o seu aproveitamento total ainda está longe de ser atendido. Alguns estudos baseados em informações disponíveis sobre a topografia, as vazões naturais dos rios e os índices pluviométricos permitiram estimá-lo em mais de 263.000 MW, dos quais cerca de 45%, localizados nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul, já foram levantados em nível suficiente, (ELETROBRÁS, PLANO 2015; 1993).

Em 1995, no Brasil, a participação hidrelétrica na capacidade instalada atingiu 92% da capacidade total. A Tabela 2.6 mostra a evolução da capacidade instalada das concessionárias brasileiras.

*Tabela - 2.6 Capacidade Instalada - GW.*

<b>Capacidade Instalada</b>	<b>1970</b>	<b>1980</b>	<b>1990(*)</b>	<b>1995(*)</b>
Hidrelétrica	8,7	27	44,9	51,0
Incremento anual médio	--	2,0	1,8	1,3
<b>Total</b>	<b>10,4</b>	<b>30,7</b>	<b>49,0</b>	<b>55,5</b>

*Fonte: Eletrobrás*

*Nota: (\*) Incluída somente 50% - 6.300 MW da capacidade instalada de Itaipu.*

Todas estas características, indicam para o sistema de geração de energia elétrica brasileiro a necessidade de uma coordenação do planejamento da expansão e operação entre os três que formam o grande sistema nacional. A Eletrobrás estima que a não coordenação entre operação e expansão resultaria em perdas energéticas da ordem de 20%. Ainda que em 1995

tenham atingido 15,5%, isto levando-se em conta a parcela correspondente às tarifas especiais, a parcela brasileira e compra de excedente paraguaio de Itaipu, porém não considerando a autoprodução, conforme a Tabela 2.7.

*Tabela 2.7 - Evolução das Perdas de Energia - Brasil.*

<b>ANO</b>	<b>PERDAS (%)</b>
1970	16,3
1980	13,0
1990	13,1
1995	15,5

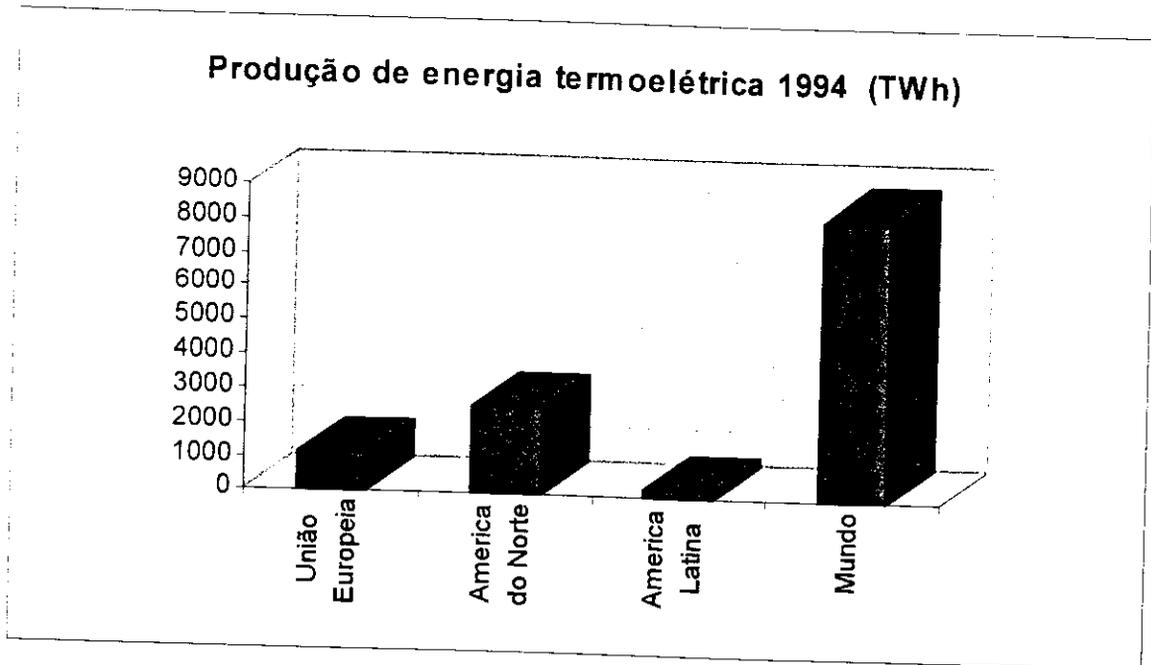
*Fonte: Eletrobrás*

Uma vez que aos objetivos do planejamento da expansão do sistema elétrico, associa-se à busca de soluções, o compromisso de minimizar custos e maximizar qualidade para o consumidor final. A compreensão dos componentes de uma usina hidrelétrica, suas relações matemáticas, os estudos de perdas hidráulicas nas turbinas, a representação das vazões afluentes através do modelamento das vazões diárias, mensais e anuais é fundamental para que se possa representar as usinas através de modelos matemáticos de acordo com cada fase do planejamento.

### **2.3.2 - Geração Térmica.**

A geração de energia elétrica através de usinas termoelétricas faz parte definitivamente do contexto energético da maioria dos países do globo (Figura 2.8). No Brasil, a produção de energia elétrica de origem térmica (Figura 2.9) é,

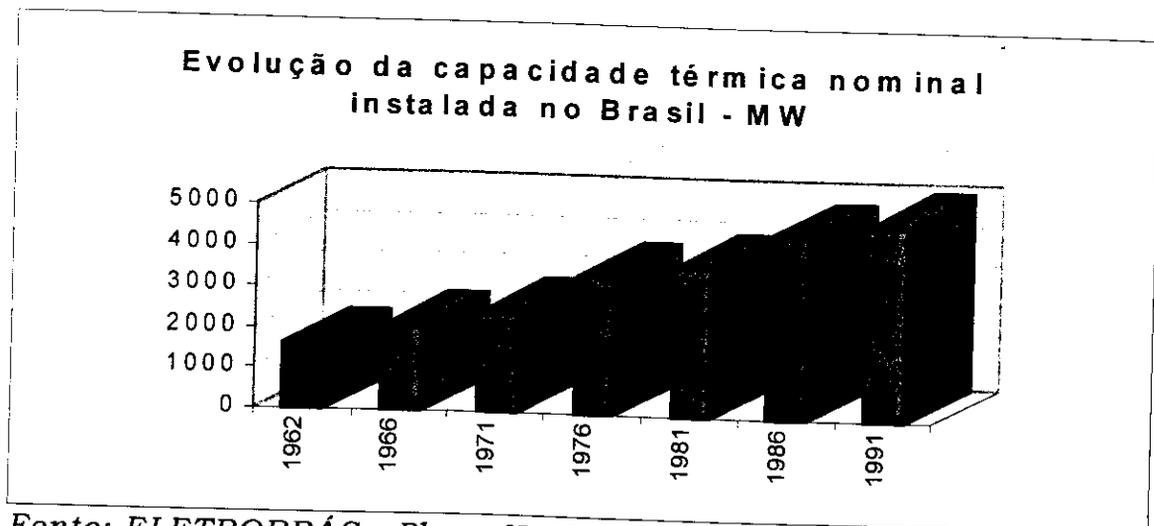
atualmente, destinada ao abastecimento de regiões isoladas ou na complementação dos sistemas existentes. Em 1995 a capacidade instalada, no Brasil, em usinas termoeletricas, foi estimada em 3.490,2 MW para os sistemas interligados e 1.187 MW nos isolados.



Fonte: ENERDATA®, 1995

Figura 2.9 produção de energia termoeletrica no mundo.

Nota: não foi considerada a energia de origem nuclear.



Fonte: ELETROBRÁS - Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015.

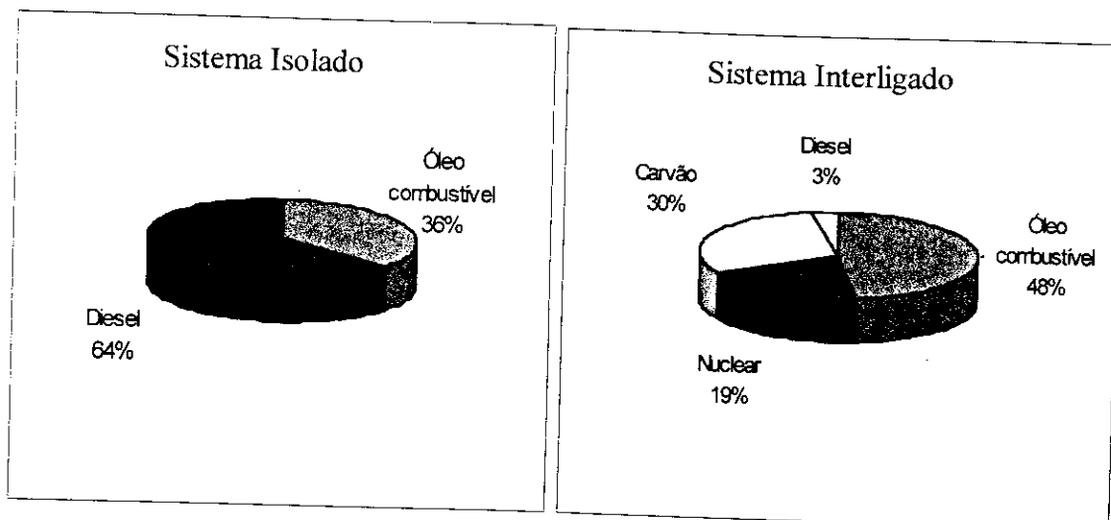
Figura 2.10 - Evolução da capacidade térmica nominal instalada no Brasil

Nota: comparando-se com a energia hidráulica a ordem de grandeza justifica sua função.

Da mesma forma que para usinas hidroelétricas, deve-se levar em conta no planejamento, características da termoeletricidade em cada região, os fatores econômicos envolvidos com o combustível, as emissões de poluentes, etc.

Como existem diferentes energéticos que podem ser utilizados na geração de energia elétrica através de usinas termoelétricas, estas também estão divididas em grupos. As usinas que utilizam combustíveis fósseis como carvão óleo combustível, gás natural são chamadas de convencionais, e podem ser separadas em usinas com turbina a vapor e a gás.

No Brasil existem usinas termoelétricas que utilizam óleo combustível, nuclear, carvão e diesel. As Figuras 2.11 e 2.12 representam a composição do parque gerador térmico brasileiro para os sistemas interligados e isolados, mas somente para usinas com capacidade instalada superior a 10 MW.



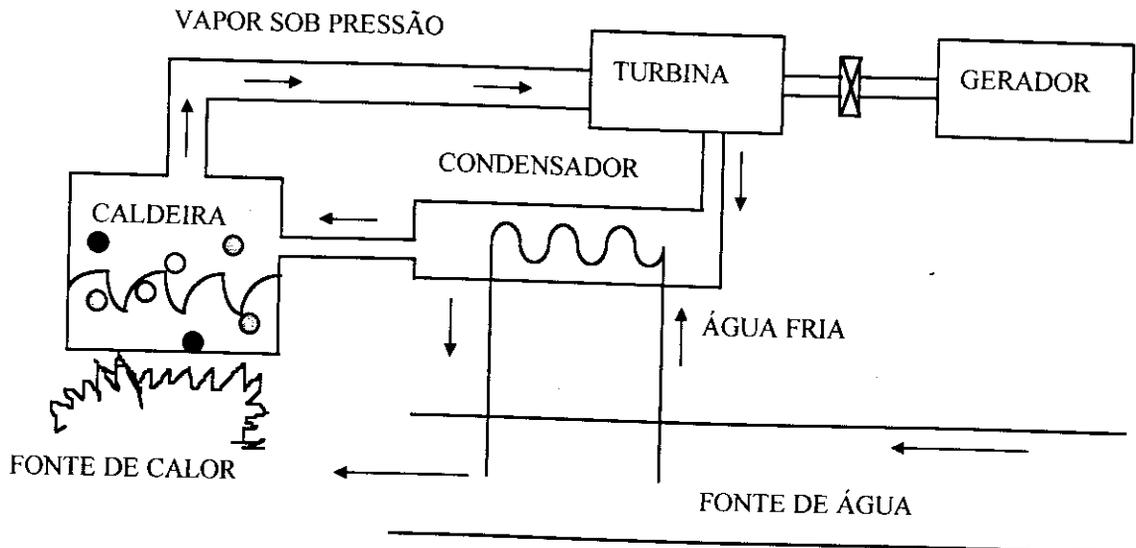
Fonte: Plano Decenal de Expansão - 1996-2005 - Eletrobrás  
Figura 2.11

Figura 2.12

Nas usinas convencionais, a energia química armazenada nos combustíveis fósseis é transformada em energia elétrica, obedecendo a seguinte ordem: a energia térmica é liberada pela queima do combustível na câmara de combustão, sendo essa

energia usada para produzir vapor na caldeira. O vapor passa através de uma turbina, onde deixa parte de sua energia, sob a forma mecânica. A turbina a vapor aciona o gerador elétrico (Figura 2.13) (ELGERD, 1970). Nesse processo, o rendimento é considerado baixo. Principalmente pela grande diferença entre a temperatura de combustão e a temperatura de produção do vapor.

O baixo rendimento pode ser tratado; no entanto, os problemas de poluição ambiental, associados a esse tipo de geração, são de grandes proporções. Os poluentes do ar são emitidos através de escape, e a poluição térmica está associada à elevada perda de calor na água de resfriamento do condensador. Estas usinas são geralmente empregadas em localidades onde a possibilidade de utilização de outra fonte de geração não é permitida.



Fonte: FORTUNATO et alli. (1984)

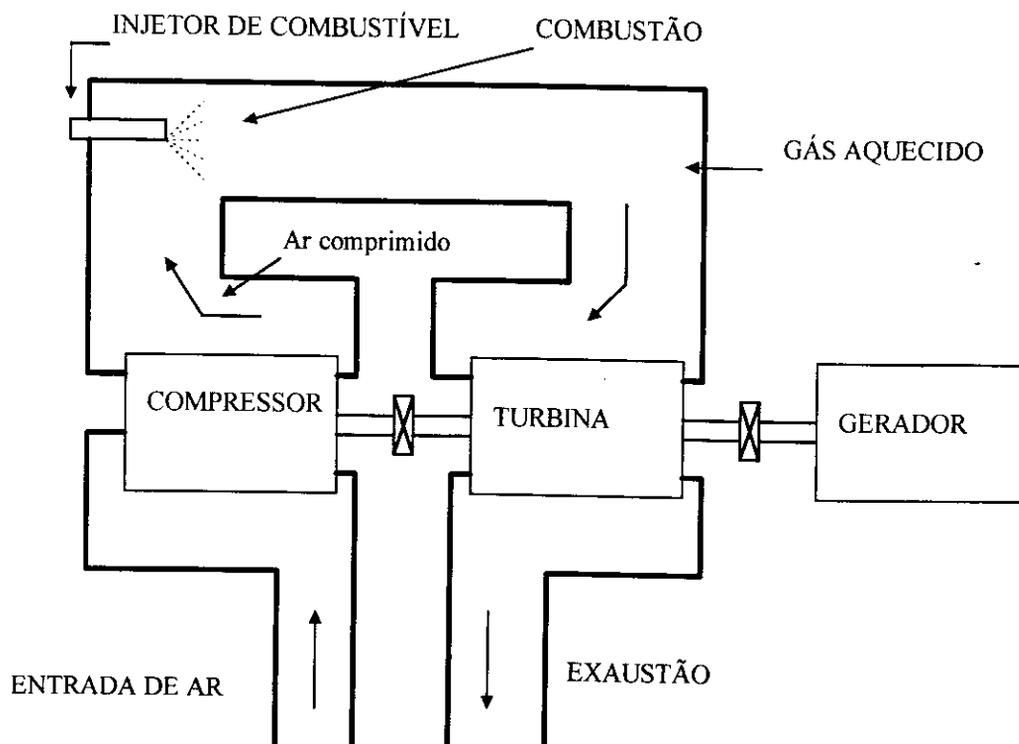
Figura 2.13 - Representação simplificada de uma usina termoelétrica convencional.

Nota: Embora exista uma variedade de combustíveis, este é um esquema básico.

ELGERD (1970), apresenta um exemplo onde uma usina de 1000 MW utiliza cerca de 40 m<sup>3</sup> de líquido refrigerante por

segundo, com uma elevação de temperatura de 6 a 10°C. Para uma usina próxima do litoral, a poluição térmica produzirá efeitos não consideráveis, no entanto, uma usina próxima a um pequeno rio ou lago, poderá aparecer problemas sérios. Os problemas de poluição do ar, como a poluição térmica, podem ser analisados mediante um investimento suficiente de capital.

Um segundo tipo de usinas termoelétricas (Figura 2.14), é representado pelas que utilizam a mistura gasosa do ar comprimido com gás obtido da queima de combustível para o acionamento da turbina. Neste tipo de usina, as altas temperaturas necessárias e a utilização de turbo-compressores, fazem com que as dificuldades técnicas sejam maiores, mas, as potências produzidas também são mais elevadas do que nas usinas a diesel, por exemplo.

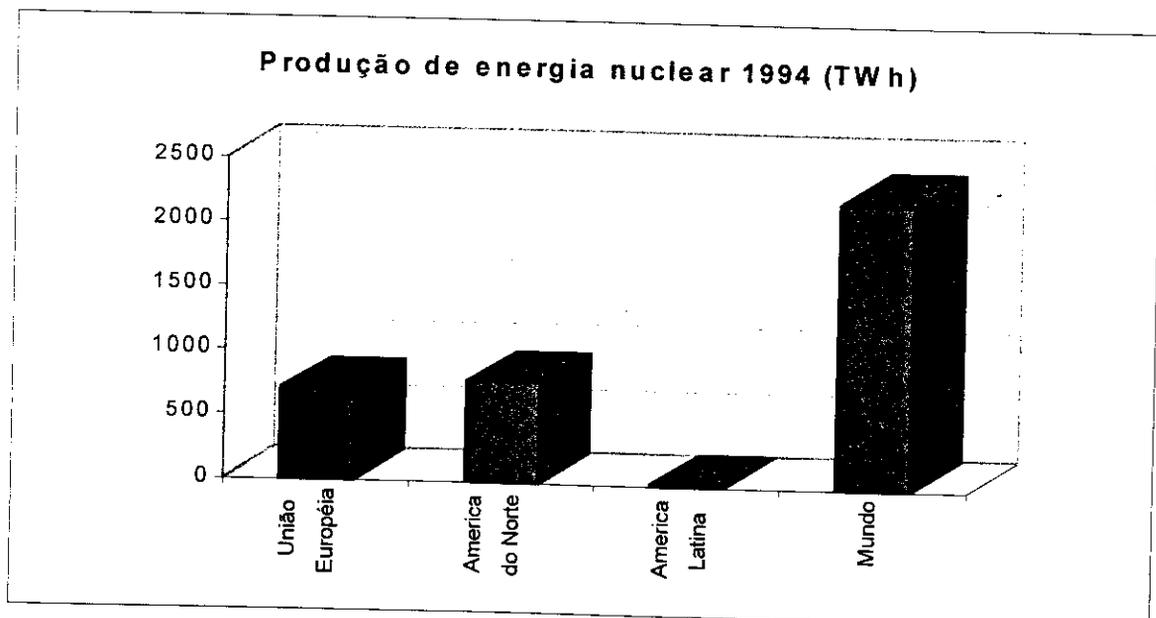


Fonte: FORTUNATO et alli. (1984)

Figura 2.14: Esquema simplificado de turbina a gás para geração de energia elétrica.

Um outro tipo de usina de geração termoelétrica, são as usinas nucleares. Estas podem ser representadas através do esquema mostrado na Figura 2.13, com um reator nuclear substituindo a caldeira tradicional e a fonte de calor. O calor liberado no processo de fissão pode ser utilizado diretamente (reator BWR) ou indiretamente (reator PWR) na produção de vapor. Sendo que no reator BWR, o vapor é gerado no próprio reator, e no PWR, num circuito primário o líquido troca calor no gerador de vapor com um circuito secundário de água.

O vapor é então usado da mesma maneira que na usinas convencionais para produzir eletricidade. Em relação aos combustíveis fósseis, a energia de origem nuclear apresenta algumas vantagens como a não poluição do ar e a quantidade de combustível sendo relativamente pequena, obedecendo as normas de segurança, reduz problemas de transporte. A figura 2.15 apresenta a participação da energia de origem nuclear no mundo



Fonte: ENERDATA®. 1995

Figura 2.15 - Representação da produção bruta de energia nuclear no mundo.

No Brasil, a primeira unidade da usina nuclear de Angra dos Reis, um reator de 657 MW, pressurizado a água, está em operação desde de 1982, todavia, até o presente, sua disponibilidade tem sido baixa. Ainda que alguns autores apontem a energia nuclear como a fonte básica de energia elétrica até a chegada da fusão controlada, os quais a esperam para o próximo século.

## **2.4 - Transmissão Energia Elétrica.**

O transporte de energia no processo de planejamento da expansão da capacidade de geração do sistema elétrico assume grande importância, uma vez que a eficiência desses sistemas depende da qualidade do produto final e a redução das inevitáveis perdas elétricas.

As diferentes localizações geográficas das usinas geradoras e dos centros de cargas levam os sistemas elétricos a configurações complexas, partindo de usinas individualizadas a interligações de grandes malhas regionais. Na evolução dos projetos de transmissão, as preocupações em harmonizar o interesse energético com o meio ambiente e efetuar apropriadamente a inserção do parque gerador nos centros de consumo conformam o processo dinâmico e integrado que deve ser o planejamento da expansão do sistema.

No Brasil, conforme seção 2.2, o sistema elétrico está dividido em três sistemas, formando regiões *geoelétricas* com características diferenciadas segundo o mercado de cada um. O que também irá refletir no planejamento da transmissão.

O sistema interligado Sul/Sudeste/C. Oeste, apresenta uma ampla rede de transmissão com níveis de tensões variáveis entre 69 e 750 kV, interligando diferentes usinas a diferentes centros de carga que o conformam.

A rede de 500 kV interliga grandes complexos hidrelétricos nos estados de Goiás, Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo os quais atendem a estes mesmos mercados. Pertence a essa rede a energia proveniente da usina de Itaipu, descontada a parcela do Paraguai. Metade desta energia é produzida em 50 Hz, e chega a São Paulo por um sistema de corrente contínua. A parte que entra na rede de 500 kV do sistema interligado corresponde a outra metade, que é gerada em 60 Hz. Sendo convertida em corrente alternada e reduzida de 750 kV, visto que esta energia é transportada através de dois circuitos de 750 kV.

O sistema também possui uma outra grande rede de transmissão de 345 kV, que interliga grandes centros de carga como Rio de Janeiro, São Paulo e Belo Horizonte com as usinas do Rio Grande e outras, e ainda chega ao estado do Espírito Santo, o norte de Minas Gerais e Brasília. Os principais centros de carga na região de São Paulo estão interligados por um anel de 345 kV, que está ligado às estações receptoras de Itaipu. Existe ainda algumas usinas no interior do Estado de São Paulo estão interligadas através de uma rede de 440 kV e alimentam os principais centros de carga deste estado. Completando a parte Sudeste/C. Oeste, os sistemas em 138 e 230 kV atendem a regiões dos estados de Mato Grosso, Goiás e também Brasília.

A região Sul está interligada ao sistema Sudeste/C. Oeste através de linhas de transmissão de 500 kV entre hidrelétricas, além de uma linha de 230 kV que atravessa os estados da região proporcionando a interconexão e o transporte de energia provenientes de usinas termoelétricas na região. Ainda no

sistema Sul a uma rede de 69 e 138 kV, estas últimas ajudam na integração das unidades térmicas.

O sistema interligado Norte/Nordeste é formado por redes de 230 e 500 kV que interligam complexos de grande porte<sup>6</sup> aos centros de cargas, onde os principais estão localizados na costa litorânea, devido à características das regiões. Uma linha de 500 kV interliga e transporta o excedente da região Norte com o Nordeste. Existe também linhas de transmissão de 2300 e 500 kV que partem da usina de Paulo Afonso no estado da Bahia para atender as capitais e algumas cidades do Nordeste e também a interconexão com o Norte. Na Figura 2.16 apresenta-se a configuração das linhas de transmissão de acordo com a configuração dos sistemas.

---

<sup>6</sup> Estes complexos dizem respeito às usinas do rio São Francisco: Sobradinho, Paulo Afonso e Itaparica.



Fonte: Eletrobrás - Diretoria de operação de sistemas -DO  
Centro Nacional de Operação dos Sistemas -CNOS  
Figura 2.16 - Configuração dos Sistemas Interligados

## 2.5 - Distribuição de Energia Elétrica.

Da mesma maneira que o planejamento da geração e da transmissão procuram atender as necessidades dos consumidores com qualidade, a expansão da distribuição consiste em garantir que novos consumidores possam utilizar a energia produzida, com a entrada de obras que sejam viáveis técnica e economicamente. São inúmeras os fatores que influenciam o planejamento da expansão da distribuição. A localização dos centros de carga dependem do crescimento sócio-econômico e da urbanização da região, que, para um estudo de planejamento de longo prazo são dificilmente equacionadas. Nota-se então a dependência das metodologias de planejamento pelo horizonte estudado, a evolução futura da carga, e a disponibilidade de dados sobre o sistema existente.

No setor elétrico brasileiro, os sistemas de distribuição de energia são predominantemente aéreos radiais, todavia, em grandes centros populacionais existem sistemas subterrâneos. Este serviço compreende ao fornecimento de consumidores nos níveis de tensão de 34.5 kV, 13.8 kV, 380 V, 220 V, e 127 V.

A legislação brasileira define o ponto de fornecimento de energia como sendo o ponto de conexão do sistema elétrico do sistema distribuidor junto às dependências do consumidor.

De acordo com os níveis de qualidade de fornecimento, são das companhias distribuidoras as responsabilidades pelo planejamento da expansão da rede e também os trabalhos de construção necessários para o fornecimento de energia aos consumidores, estas também são responsáveis pela operação e manutenção.

Associadas às medidas de qualidade e serviço aos consumidores existem índices de continuidade de fornecimento, utilizados pelas companhias distribuidoras, que são:

**DEC (horas)** - tempo médio durante o qual cada consumidor, em dado grupo, ficou sem energia elétrica durante um certo período.

**FEC** - número médio de interrupções sofridas pelo consumidor individualmente, em dado grupo, durante um certo período.

**DM (horas)** - tempo médio para o restabelecimento do fornecimento subsequente às interrupções de fornecimento.

Estes índices variam de 15 horas a 120 horas por ano de interrupção para DEC e de 20 a 90 interrupções por ano para FEC.

A legislação do setor estabelece que as variações de tensão permitidas fiquem na faixa de  $\pm 5\%$  para a transmissão, subtransmissão e distribuição primária. Para a distribuição secundária índices de + 5% a -9%, sendo que em algumas situações específicas -15%.

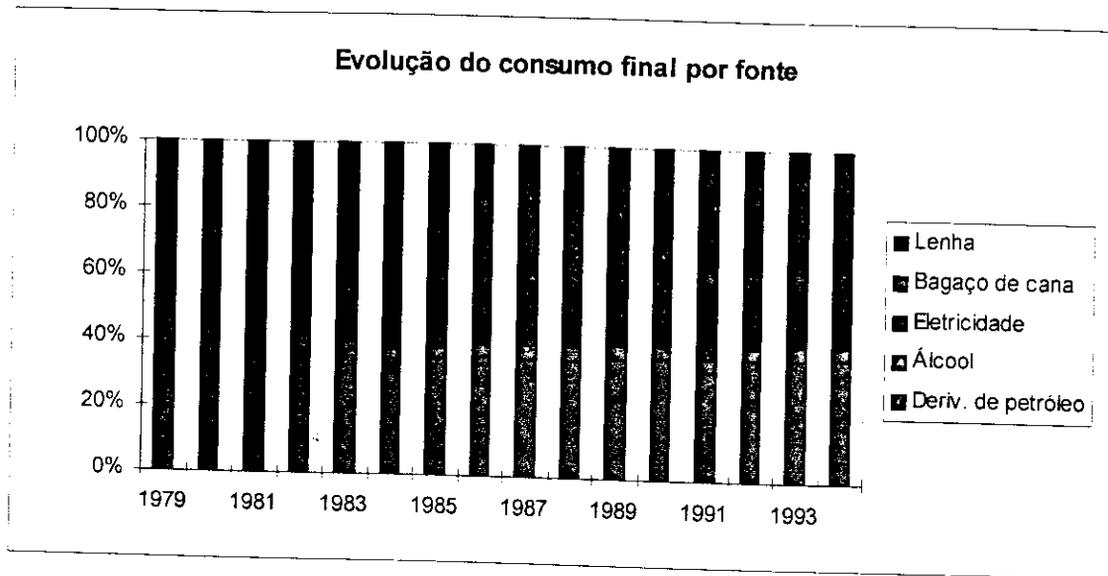
## **2.6 - Consumo de Energia Elétrica.**

### **2.6.1 - Caracterização.**

A caracterização do consumo de energia elétrica faz-se importante no processo de planejamento, uma vez que as metodologias utilizadas para a expansão do sistema elétrico fundamentam-se nos estudos do consumo de energia e nas variáveis que o influenciam diretamente.

Nesta etapa, o que se pretende é a avaliação do aumento do consumo e de que maneira ocorre, sendo fator determinante na tomada de decisão de aumento da capacidade de geração. No Brasil, o aumento do consumo de eletricidade devido ao aumento da densidade de carga em áreas já eletrificadas, é chamado de crescimento vertical. E o aumento devido à expansão geográfica dos sistemas elétricos (ou seja novos consumidores), de crescimento horizontal. Estes crescimentos são avaliados a partir da evolução da indústria de equipamentos elétricos e do acesso a regiões não atendidas por estarem distantes dos centros de produção.

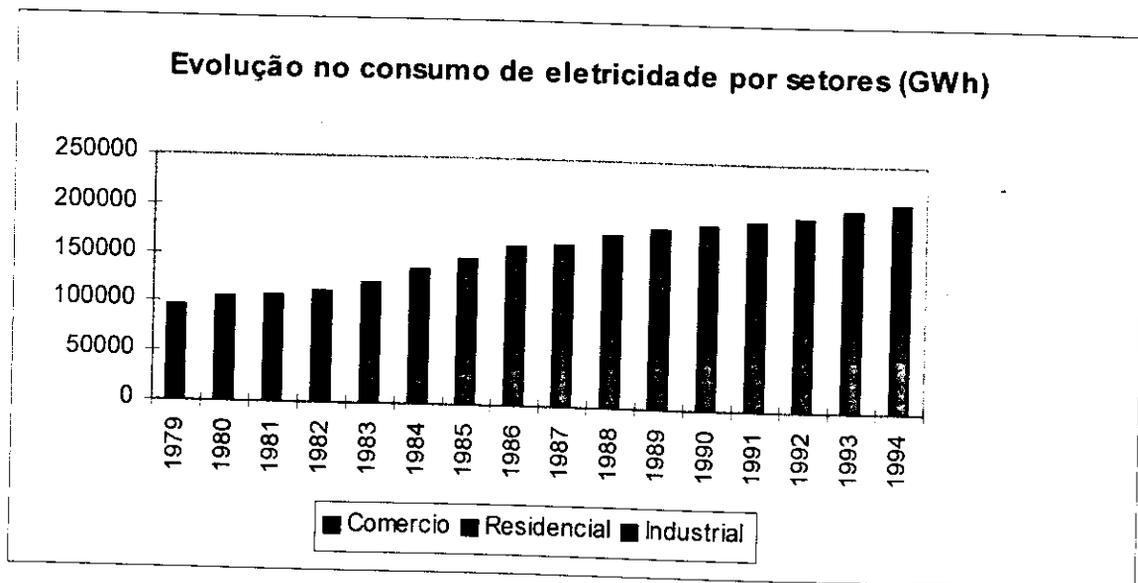
O consumo de eletricidade frente ao de outras formas de energia, vem apresentando aumentos consideráveis nos últimos anos. O boletim estatístico do ENERDATA de junho de 1995 mostra que de 1989 até 1994 o consumo de eletricidade no mundo aumentou cerca de 11% enquanto o consumo de derivados de petróleo teve um aumento inferior a 2%. Para o Brasil, segundo o Balanço Energético Nacional, a evolução do consumo de energia elétrica em relação a outros energéticos é mostrado na Figura 2.17



Fonte: BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - 1995

Figura 2.17 - Consumo de energia elétrica em relação a outros energéticos

Na Figura 2.18, avalia-se como este consumo está distribuído entre os diferentes tipos de consumidores, classificando-os em função da atividade econômica.

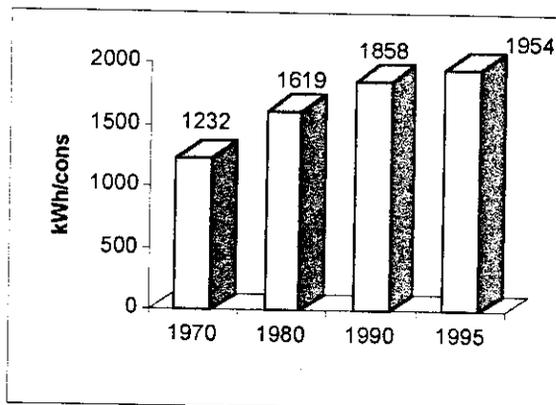


Fonte: BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. 1995

Figura 2.18 - Aumento do consumo de eletricidade no Brasil nos principais setores.

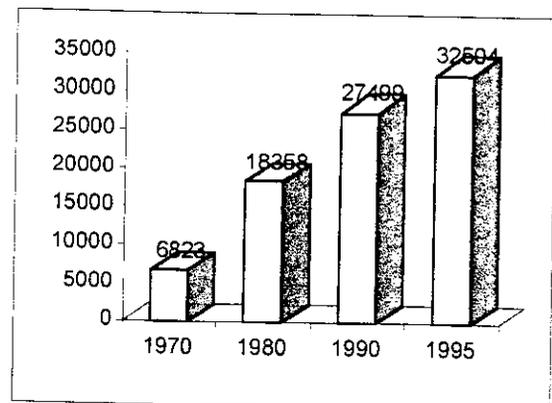
que apesar de apresentar a maior taxa de crescimento ainda existe uma expressiva carência neste segmento, o que resulta em crescimento horizontal para o sistema.

Em relação ao consumo residencial, este tem sido responsável nos últimos anos por cerca de 25% do consumo de energia elétrica do país, variáveis como kWh/consumidor e o número de consumidores são utilizadas para expressar a dinâmica desse crescimento. Ainda que cada consumidor corresponde a um medidor instalado, ou seja, uma ligação. As Figuras 2.19 e 2.20 expressam o crescimento do consumo residencial baseados nesses dois aspectos.



*Figura 2.19 - Consumo anual por consumidor residencial*  
 Nota: Cada consumidor corresponde a uma ligação.

Fonte: Eletrobrás - BOLETIM DE MERCADO E CARGA PRÓPRIA



*Figura 2.20 - Número de consumidores residenciais*  
 Nota: (MIL CONSUMIDORES)

De maneira semelhante, o setor comercial brasileiro vem apresentando nos últimos anos um crescimento expressivo, sendo que sua participação no consumo total de energia elétrica tem sido por volta de 13 %. Alguns fatores que tem contribuído para o aumento do consumo nesse setor são citados pela Eletrobrás, como:

- a crescente tercerização das atividades dentro das indústrias;
- a expansão generalizada do setor de serviços;
- as implementações e ampliações de grandes shopping centers e mesmo de centros comerciais em polos urbanos menores;
- a modernização das unidades comerciais e de prestação de serviços;
- a ampliação do horário de funcionamento do comércio, principalmente nos grandes centros urbanos.

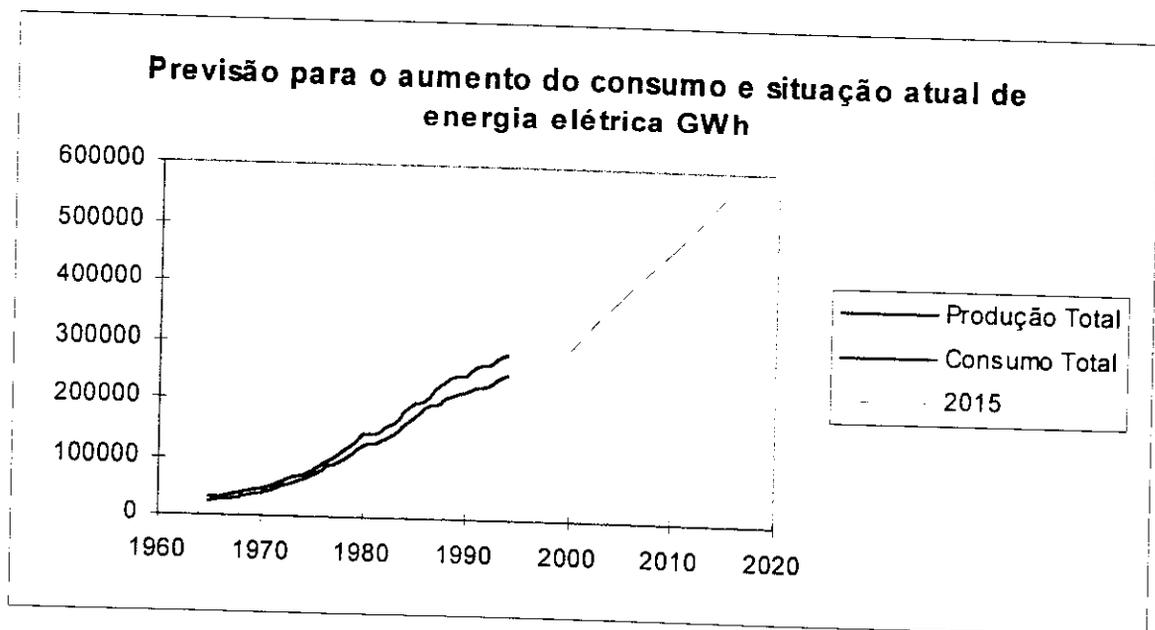
junto a estes fatores deve-se a estes fatores associa-se a crescente urbanização e extensão das redes elétricas.

Para o setor industrial o crescimento no período de 1970/1995 foi de 8,0%. Onde o maior crescimento ocorreu na década de 70 devido ao aumento do parque industrial, atrelado a uma política de substituição de importações. Também com o desenvolvimento das indústrias eletrointensivas, como o alumínio, ferroligas, etc.

Esta política possibilitou ao Brasil um aumento nos níveis de produção e conseqüentemente proporcionou excedentes para exportação. No entanto a crise econômica que atingiu principalmente os países em desenvolvimento, entre 1980 e 1990, ocorreu uma redução de 14% para 5 %<sup>7</sup>. Nos últimos anos não se constate aumentos significativos da produção industrial e principalmente aumento das eletrointensivas, o que reflete a uma taxa de 2,2%.

Um outro fator que influencia e pode alterar em grande parte a caracterização do consumo é a estrutura tarifária do setor. Para tanto a compreensão de todos os fatores é

indispensável na formulação de políticas que proporcionem aos consumidores preços justos. Ainda que estudos de perspectivas de aumento do consumo são hoje analisados com maior precisão, e são de grande importância no planejamento geral, tanto em estudos de oferta como de demanda.



Fonte: Balanço Energético Nacional - Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015

Figura 2.21 - Evolução da produção, do consumo e as projeções.

Nota: As projeções são apresentadas no Plano 2015, com a menor taxa de crescimento, elaborada pela ELETROBRÁS.

## 2.6.2 Representação.

Uma tarefa importante no planejamento energético é como representar o consumo de energia, uma vez que este ocorre de maneira contínua. A finalidade do estudo e o intervalo de tempo são alguns dos fatores que influenciam no detalhamento da

<sup>7</sup> Estas taxas correspondem a taxas anuais decrescimento.

representação. O consumo de energia é representado por valores discretos. Estes estão associados a intervalos de tempo, através da integralização (Eq. 2.1) sobre o período de tempo das potências instantâneas consumidas.

$$E_T = \int_0^T P_T \cdot dt \quad (2.1)$$

Através da Figura 2.21, verifica-se que a área sob a curva da potência instantânea representa a energia consumida, ou seja:

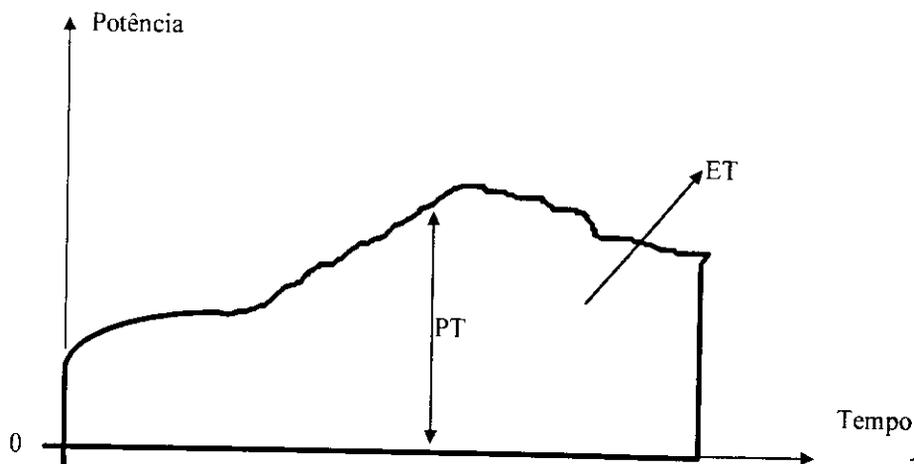


Figura 2.22 - Curva potência instantânea consumida x tempo.

Além disso existem características que devem ser analisadas, uma vez que a melhor amostra do perfil do consumo de energia é essencial para os estudos que orientarão as medidas de atendimento da demanda requerida. Essas características são descritas a seguir:

### **Sazonalidade**

Estabelece a relação entre cada valor e a média dos valores de uma série, que é expressa em porcentagens ou P.U.

### **Fator de Carga**

Mostra a relação entre o valor médio da carga em determinado período e o valor máximo nesse período. É uma medida da proporção de energia utilizada do sistema com respeito à energia utilizável. É expresso por:

$$F_c = \frac{P_{media}}{P_{maxima}} = \frac{E_{consumida} / t}{P_{maxima}} \quad (2.2)$$

- Fc : Fator de carga  
 Pmédia : Potência média  
 Pmáxima : Potência máxima registrada no período  
 Econsumida: Energia total consumida no tempo t.

### **Fator de Diversidade**

A diversidade reflete a ocorrência não simultânea de determinados eventos em um conjunto de valores observados. O fator de diversidade expressa a relação entre o valor observado simultaneamente no conjunto e o somatório dos valores individuais de cada um de seus elementos. De outro modo, é a relação entre a somatória das demandas máximas de cada um dos usuários, aparelhos, ou setores num intervalo de tempo

determinado, e a demanda máxima do grupo de usuários, aparelhos ou setores do mesmo sistema no mesmo intervalo de tempo. O fator de diversidade é o inverso do fator de simultaneidade.

$$FD = \frac{\text{Demanda Combinada de } N \text{ usuarios}}{N \text{ usuarios} \times \text{Demanda Media}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{max_i}}{P_{max_{total}}} \quad (2.3)$$

$FD$  - Fator de diversidade

$P_{max_i}$  - Potência máxima do elemento  $i$ .

$P_{max_{total}}$  - Potência máxima de todos os elementos desde um até  $n$ .

$n$  - Número de elementos.

A diversificação acontece pelo fato dos eventos de uso de equipamentos elétricos não ocorrerem no mesmo momento, dado pelo comportamento diversificado dos diferentes elementos de um sistema elétrico.

Deste modo, a curva de carga diversificado é a curva de carga resultante do fenômeno de diversificação. Ou seja, o comportamento da potência diversificada ao longo do tempo.

### **REPRESENTAÇÃO DA ENERGIA TOTAL CONSUMIDA E A DEMANDA MÁXIMA DO PERÍODO.**

No processo de planejamento dos sistemas elétricos, assim como na formulação e avaliação dos programas de conservação de energia, administração da carga e estudos tarifários, é indispensável efetuar uma representação adequada das curvas de carga, isto é das variações da carga no tempo.

A representação da carga obedece níveis de detalhamento segundo critérios de planejamento que variam com o horizonte de estudo. A Figura 2.23 ilustra o caso onde se deseja representar a variação da carga mensal de um sistema, esta pode ser verificada por um par de valores que representem a energia total consumida ao longo do mês e a máxima demanda média horária do período.

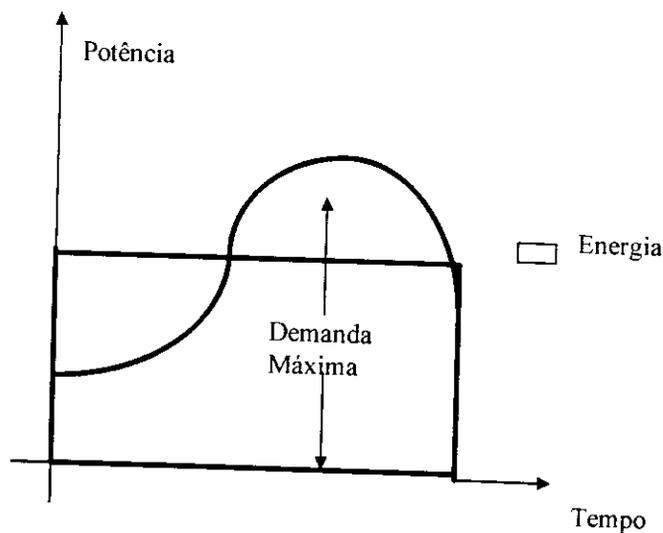


Figura 2.23 - Representação da energia total consumida e a demanda máxima do período.

### **CURVAS DE CARGA HORÁRIA**

As variações na demanda de eletricidade são percebidas para as horas do dia, dias da semana, e dependendo das variações climáticas, níveis de produção, entre outras pode ser verificada anualmente. Portanto a fim de determinar a potência necessária no sistema ao longo de um determinado período e ainda as necessidades de infra-estrutura, o estabelecimento das curvas de cargas torna-se essencial para o planejamento da demanda de eletricidade.

Estas curvas avaliam o consumo horário (Figura 2.24) ou diário de energia, ou seja, uma sucessão de dias típicos

compostos pela combinação de curvas de demanda horária média. Os dias então são compostos para formar as semanas típicas que serão utilizadas para a análise do consumo mensal.

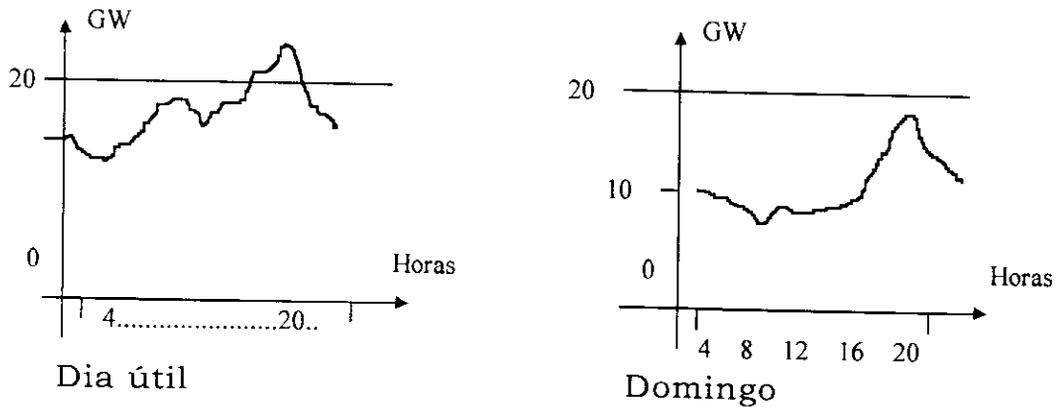


Figura 2.24 - Curvas de Carga Horária

### **CURVA DE CARGA TÍPICA**

Compreende a curva de carga que melhor represente estatisticamente as variações temporais da potência no setor de consumo do sistema em estudo. Deve ser aproximadamente a mais frequente num período do qual são retirados os dois feriados, férias e dias de fim de semana que deverão ser tratados independentemente por ter comportamentos diferentes.

### **CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA (CDC)**

Juntamente com as curvas de carga, no planejamento da demanda, deve-se estabelecer as curvas monótonas anuais de potência, ou como geralmente são chamadas curvas de duração de carga (CDC).

Estas curvas representam a permanência dos valores de demanda média horária no período, consiste em uma ferramenta

para análise da carga mensal de um sistema. Ou seja, descreve a duração de tempo que uma quantidade de potência é exigida do sistema. A Figura 2.25 mostra uma curva de duração de carga típica. A CDC possibilita identificar o nível de ponta necessário para dimensionar a capacidade de produção. A potência de base corresponde à potência exigida permanentemente do sistema.

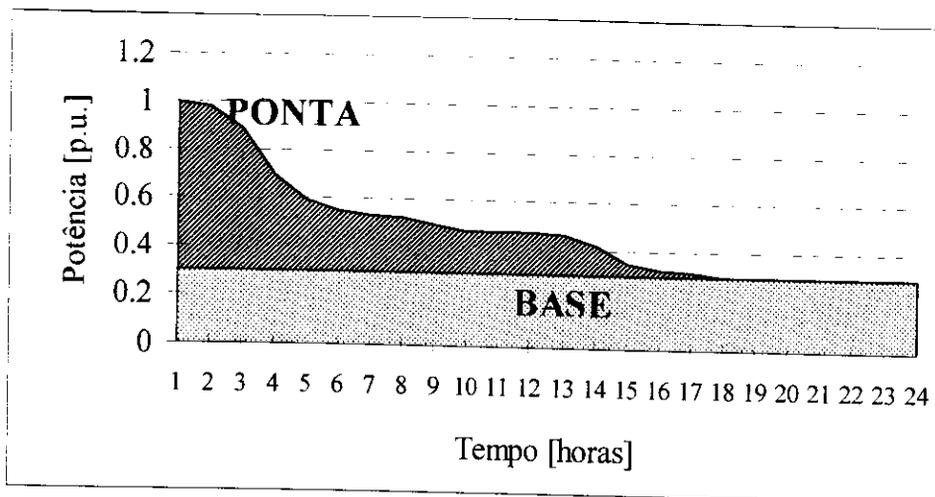


Figura 2.25 - Curva de duração de carga -CDC.

Para a representação da potência e da energia em apenas um gráfico, utiliza-se a curva parabólica, resultado da junção dos valores de potência e energia consumidos no período, conforme mostra a Figura 2.26.

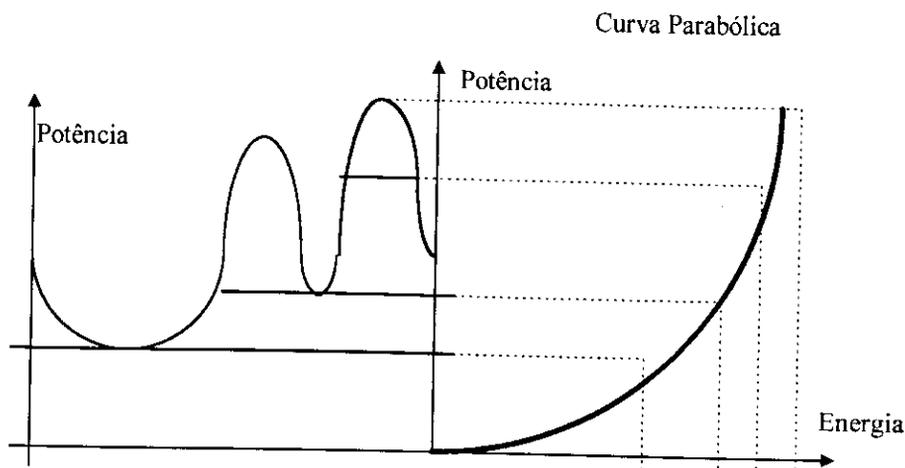


Figura 2.25 - Curva Parabólica

## 2.7 Conclusões

Como introdução ao planejamento de sistemas elétricos, faz-se importante conhecer o que se possui em energia elétrica do ambiente onde se pretende planejar. Por isso, neste capítulo, tratou-se de caracterizar o sistema de energia elétrica apresentando de forma sintética os conceitos básicos e dados referentes a situação mundial e local.

Acrescenta-se à representação dos componentes do sistema de energia elétrica o bloco referente aos usos finais. Como se está fazendo referência ao modelo tradicional de planejamento, aqui esta nova representação é vista como parte de um modelo mais abrangente. Uma vez verificado que a participação desses agentes no modelo tradicional tem sido consideradas de maneira exógena ao planejamento.

Na caracterização do sistema elétrico brasileiro verifica-se que este é formado por dois sistemas interligados (sistema Sul/Sudeste/C. Oeste e Norte/Nordeste) e alguns isolados, principalmente na região norte do país. Os dois sistemas não estão interligados, no entanto os planos de expansão da Eletrobrás indicam a possibilidade para uma interligação de 500 kV. Já em relação aos sistemas isolados na região norte, constata-se que são na maioria de geração a diesel e com alcance limitado para transmissão e distribuição.

Fica clara a expressiva participação da hidroeletricidade na composição da matriz energética brasileira. Esta predominância juntamente com o fato dos reservatórios serem

de regularização plurianual e pertencentes a diferentes empresas, implica na necessidade de ações integradas, visando a otimização eletroenergética do sistema, o aumento da eficiência e a obtenção do custo mínimo no fornecimento da energia elétrica.

No sistema elétrico brasileiro, a localização das usinas hidroelétricas, em grande parte, é distante dos centros consumidores. O que proporcionou o desenvolvimento de uma malha de transmissão bastante complexa. Sendo assim a coordenação do planejamento da expansão e operação dos sistemas interligados e isolados possui importância significativa. A Eletrobrás estima perdas em torno de 20% da energia total disponível, no caso da não coordenação da expansão e operação.

Para o planejamento da expansão, na definição de formas de suprimento aos centros de carga através da interconexão de linhas de transmissão e subestações, fica claro que, o que se pretende, nesta etapa do processo de planejamento, é construir quadros da situação atual que permitam ver como está estruturado o sistema. O ponto principal consiste em listar todos os componentes técnicos administrativos, e econômicos. Para a distribuição, as características a relacionar são semelhantes, mas deve-se dar ênfase nas variáveis regionais. Aqui percebe-se a grande importância, que os planejamentos da transmissão e distribuição exercem sobre o da geração, sendo responsáveis em grande parte pela definição do aumento da capacidade de geração.

Verifica-se que o consumo de energia vem nos últimos anos, em virtude das políticas econômicas, apresentando um

crescimento elevado em todos os setores. Um crescimento no setor residencial é constatado no consumo médio por consumidor, verificado pelo aumento das vendas e nível de utilização de eletrodomésticos. A Eletrobrás estimou em 1995, um incremento de 1,024 milhão de novos consumidores residenciais. De acordo com os dados apresentados pela Eletrobrás, para todos as classes de consumo, verifica-se a necessidade de uma metodologia mais abrangente para projeções de consumo. Onde sejam levantadas questões de posses e hábitos dos consumidores, conformando, como se verá, os elementos de PIR.

Também apresentaram-se as ferramentas para a caracterização do consumo de energia. Curvas de carga, curva de duração de carga, fator de carga e fator de diversidade são alguns dos elementos aqui apresentados. Esses são de grande importância, uma vez que a caracterização da demanda de eletricidade será de extrema importância para o PIR. Onde será necessário a decomposição por usos finais de energia, para que se possa identificar a incidência de cada uso final na ponta do sistema, possibilitando projetar programas de gerenciamento da carga. Os quais são considerados como recursos para o PIR.

A energia elétrica, representava em 1990 cerca de 36,5%<sup>8</sup> da energia total consumida no Brasil e em todos os cenários energéticos apresentados no Plano 2015 fica por volta de 45%. Ao papel da energia elétrica em um novo contexto de planejamento faz-se necessário o aperfeiçoamento das metodologias e técnicas de planejamento, de tal modo que

---

<sup>8</sup> Excluída a parcela referente aos fornecimentos interruptíveis

permitam garantir o conciliamento do equilíbrio social, com sustentabilidade econômica e nível de qualidade ambiental.

# 3

## Conceitos e Metodologia do Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.

---

### **3.1 - Introdução**

No processo de produção, transporte e distribuição de energia, o fato dos recursos naturais serem únicos, os ganhos de escala e escopo e a tendência para monopólios naturais, ressalta a importância que o planejamento de sistemas de energia tem como fator de crescimento sócio-econômico. De tal maneira que faz parte do planejamento global das economias das nações, especialmente daquelas em desenvolvimento.

Pode-se entender planejamento como sendo um processo de tomada de decisões interdependentes que procuram conduzir a uma situação futura desejada. Este processo é precedido de uma coleta e seleção de informações necessárias para a tomada de decisão, (WOILER e MATHIAS, 1986). Para sistemas de

energia elétrica, as principais informações a serem tratadas são as características físico-operativas e econômicas das fontes de geração e as previsões de mercado. As decisões a serem tomadas envolvem a alocação temporal e espacial das capacidades de geração necessárias para atender ao crescimento da demanda ao longo do horizonte planejado.

Na metodologia de planejamento apresentada pela ELETROBRÁS no PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA 1993-2015 e pela OLADE<sup>1</sup>, a estratégia consiste em adequar o conjunto de opções de oferta (incluindo a potência comprada), bem como os sistemas de transmissão e distribuição que possam atender a demanda ao mínimo custo. Ainda que o processo de planejamento deve incluir níveis de segurança e restrições ambientais.

Atender aos requisitos de economia e confiabilidade dentro de um cronograma de implantação das novas instalações consiste numa das tarefas básicas do planejamento da expansão dos sistemas de geração, que vem aumentando o grau de complexidade cada vez mais, devido ao aumento e o tamanho dos sistemas, suas possibilidades de interconexão e a pressão que estes investimentos provocam sobre as finanças das empresas de energia elétrica. Desta forma, a compreensão dos conceitos e critérios envolvidos no processo de planejamento tornam-se indispensáveis para uma proposta de metodologia.

Sendo assim, neste capítulo, procurar-se-á apresentar de forma sintética e conceitual a metodologia utilizada no Brasil, com o objetivo de encontrar subsídios para responder a quatro questões básicas do planejamento da expansão: quando, como e onde, e de quanto deverá ser a expansão.

---

<sup>1</sup> Manual do programa SUPER/OLADE-BID.

### **3.2 - Coordenação do Processo de Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro**

No Brasil, a competência em explorar<sup>2</sup> os potenciais hidrenergéticos e os serviços e instalações de energia elétrica é exercida pelo Ministério das Minas e Energia - MME. Na formulação da política energética nacional, encontra-se a Secretaria de Energia<sup>3</sup> - SE, subordinada ao MME. Inserido na estrutura da Secretaria de Energia está o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, o qual além da fixação da estrutura tarifária e concessões dos serviços de energia elétrica é responsável pela fiscalização e controle das empresas concessionárias.

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A, ELETROBRÁS, é uma empresa subordinada ao MME/SE, de economia mista com atuação<sup>4</sup> em todo território nacional. A ELETROBRÁS é responsável pela coordenação das atividades de planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos. Além dessas atividades, também compete o financiamento e repasse dos recursos financeiros para investimentos.

A coordenação do Planejamento da Expansão e da Operação dos Sistemas Elétricos Brasileiros é executada através de órgãos colegiados, dos quais participam representantes das empresas concessionárias do serviço de eletricidade, os quais são mostrados a seguir.

---

<sup>2</sup> Diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão.

<sup>3</sup> Dentre as responsabilidades da Secretaria de Energia, destacam-se: a supervisão e controle do aproveitamento de recursos hídricos e energéticos em geral além de fiscalizar as atividades relativas ao monopólio da União.

<sup>4</sup> A atuação a nível nacional se dá através da ELETRONORTE, CHESF, FURNAS e ELETROSUL, que são grandes empresas geradoras regionais. Além de participarem duas empresas basicamente distribuidoras, de âmbito estadual: a LIGHT e a ESCELSA.

***Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos -GCPS.***

Responsável pela coordenação do planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica em todo país. Criado em 1982 através da portaria do MME nº 1617, é coordenado pela ELETROBRÁS.

***Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI.***

Responsável pela coordenação da operação do sistemas interligados das regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste. Criado pela Lei nº5.899, de 05 de julho de 1973 e regulamentado pelo Decreto nº73.102 de 1973. Em 1979 passou a englobar a CHESF, devido a interligação hidráulica entre os sistemas Sudeste e Nordeste através do rio São Francisco. E finalmente em 1981 com a interligação entre os sistemas Norte e Nordeste, a ELETRONORTE passou a fazer parte do GCOI.

***Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON.***

Com a responsabilidade da coordenação do relacionamento operacional entre as supridoras regionais e as concessionárias estaduais de distribuição nas regiões Norte e Nordeste. Regulamentado pelas portarias MME nº1008, de 16 de agosto de 1974 e nº838, de 09 de junho de 1982. É responsável pelo planejamento da operação e os estudos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

***Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON.***

É o responsável pelo apoio às atividades relativas à operação e manutenção dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Também assume a comercialização e utilização dos Sistemas Isolados da Região Norte e de Regiões Vizinhas.

***Comitê de Distribuição - CODI.***

Tem a finalidade de fixar as diretrizes e definir parâmetros básicos para a implantação, manutenção, operação e segurança dos sistemas elétricos de distribuição. Foi criado a partir da portaria MME n°425, de 08 de abril de 1975.

***Comissão de Estudos de Critérios de Compatibilização dos Suprimentos da Itaipu - CECOI.***

Criada em 1985, define a participação da ITAIPU BINACIONAL no suprimento energético dos sistemas interligados brasileiros das Regiões Sul e Sudeste/C. Oeste e ao Paraguai.

***Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico - COMASE.***

Foi criado em 1988 através da portaria MME n°511, com o objetivo de coordenar as atividades relativas ao meio ambiente que integram os planos de expansão dos sistemas elétricos estabelecendo diretrizes gerais, metodologias, normas e procedimentos.

Através dos estudos realizados por todos os órgãos e comitês, cabe ao GCPS a deliberação das propostas de expansão dos sistemas das concessionárias, ficando também com a tarefa de atuar junto à ELETROBRÁS e órgãos do governo para a implantação.

Todo o processo de planejamento está sujeito à organização do gasto público, o qual é regulado por três instrumentos:

### ***Orçamentos Anuais***

É a composição dos orçamentos Fiscal, da Seguridade Social e de Investimentos das Empresas Estatais.

### ***Plano Plurianual de Investimentos.***

Elaborado no primeiro ano de cada novo governo, este plano é o que estabelece as diretrizes básicas do gasto público<sup>5</sup>. Estabelece metas físicas detalhadas por área a ser atingida.

### ***Lei de Diretrizes Orçamentarias***

Representa a ligação entre o Plano Plurianual e os Orçamentos Anuais. Fixa no primeiro semestre de cada ano os parâmetros de natureza financeira e as prioridades do orçamento anual.

---

<sup>5</sup> Inclui os investimentos para um período de cinco anos da administração direta, autarquias, seguridade social e empresas estatais.

### ***Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico.***

O Plano Decenal de Expansão fornece os elementos para os Orçamentos de Investimentos, e a Lei de Diretrizes Orçamentarias fornece os condicionantes para as atualizações anuais desse plano.

### **3.3 - Caracterização do Planejamento.**

Um sistema gerador de energia elétrica é planejado e operado para atender os requisitos do mercado consumidor. O sistema deve estar apto a suprir a demanda instantânea e, em particular, sua demanda máxima, ou ponta, bem como o mercado de energia, (LIMA e LUNDEQVIST, 1987).

Para o sistema elétrico brasileiro, o processo de planejamento é dividido em duas etapas. A primeira, que corresponde à expansão do sistema, considerada como estratégica, isto é, procura-se definir as decisões a serem tomadas mediante a um ou mais cenários possíveis de crescimento do mercado de energia elétrica. A segunda etapa é chamada de planejamento tático, que compreende ao planejamento e programação da operação do sistema. O que se deseja nessa etapa é encontrar propostas para minimizar os custos operativos do sistema elétrico que surgem a partir do planejamento da expansão.

O planejamento deve determinar o conjunto de obras e a ordem de entrada em operação que minimizem os custos atualizados esperados, de investimento e operação. Dos

investimentos, a parte mais importante é a que trata das unidades geradoras com seu respectivo sistema associado à integração com a transmissão. Observa-se no planejamento de sistemas elétricos a existência de dois problemas a serem investigados: o de investimento e o de operação.

No que se refere ao de investimento, na expansão do parque gerador o que se pretende é determinar as propostas de cronogramas. Verifica-se então que esta etapa do planejamento é de natureza combinatória. Já na operação, pretende-se determinar o valor esperado do custo de operação para cada proposta de investimento, caracterizando um problema essencialmente estocástico e não linear.

A disponibilidade de recursos juntamente com as características geográficas de cada país, irão ser determinantes na composição do seu sistema de geração de energia elétrica. De acordo com a utilização das usinas que compõem o parque gerador, tem-se a classificação do sistema elétrico, o qual é dividido em três diferentes grupos: termoelétricos, hidroelétricos e hidrotérmicos.

### **3.3.1 - Sistemas Termelétricos.**

Para este tipo de sistema elétrico, a expansão da geração consiste em dimensionar e escalonar no tempo os acréscimos na capacidade instalada de tal maneira que a demanda máxima prevista e os requisitos de reserva de potência sejam correspondidos dentro dos padrões de qualidade de suprimento. Ou seja, o planejamento da expansão da capacidade de geração

de sistemas puramente termelétricos fundamenta-se no estabelecimento de um nível de confiabilidade para o atendimento da demanda máxima futura, assegurado este suprimento, garantindo o atendimento à qualquer outro nível de demanda. Provendo o mercado de energia pelo adequado despacho das unidades térmicas ao longo da curva de carga.

Para que o suprimento de energia seja mantido no período de manutenção e em caso de falhas nos geradores ou necessidades de regulação da frequência do sistema, a existência de uma reserva de potência faz-se necessária, pois somente uma folga na capacidade de geração poderia permitir energia, com qualidade. Devido à infinidade de combinações possíveis na caracterização das diversas saídas forçadas, os estudos de atendimento à demanda requerem análises probabilísticas, do tipo *Loss of Load Probability*, para medição do chamado risco de déficit de potência<sup>6</sup>.

### **3.3.2 - Sistemas Hidrelétricos.**

Ao contrário do que ocorre nos sistemas puramente térmicos<sup>7</sup>, o planejamento de sistemas hidrelétricos se destina, em primeiro lugar, ao atendimento do mercado de energia, que deve ser garantido mesmo para os períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, pois os recursos destinados a geração estão sujeitos a variações sazonais e aleatórias das vazões

---

<sup>6</sup> Os déficits enfocados nestes casos são de curta duração e, normalmente, intempestivos, orientados primordialmente às horas de maior demanda diária. <sup>6</sup> onde a potência é determinante.

<sup>7</sup> onde a potência é determinante.

naturais afluentes aos aproveitamentos. Em outras palavras, o planejamento da expansão da geração de sistemas hidrelétricos fundamenta-se na capacidade de atendimento ao mercado de energia futuro, as necessidades de acréscimo do parque gerador são dimensionadas em função da capacidade de geração de energia das novas usinas e de um critério de garantia de suprimento de energia.

Uma vez que a disponibilidade de geração de energia das usinas hidrelétricas depende das afluências futuras, sobre as quais tem-se um elevado grau de incerteza, a sua avaliação envolve algumas hipóteses sobre cenários hidrológicos futuros. Esta questão pode ser tratada de forma determinística, supondo-se a repetição das afluências verificadas no passado, ou de forma probabilística, contemplando a distribuição de probabilidades das afluências, inferida com base no registro histórico, (FORTUNATO et al., 1990).

Devido às limitações dos recursos naturais para geração, existe um risco de não atendimento integral ao mercado de energia. Em função disso, os instrumentos de análise enfocam, primordialmente, a gerência do estoque de energia do sistema<sup>8</sup>. No caso do sistema elétrico brasileiro, esta gerência consiste em se decidir, a cada intervalo de tempo, qual o nível adequado de complementação térmica, tendo sempre em vista a natureza das vazões afluentes, sendo assim o sistema não pode ser considerado hidrelétrico “puro”. O atendimento à demanda máxima, por seu turno, deve considerar, além da indisponibilidade de equipamentos, a perda da capacidade geradora nas usinas hidrelétricas devido à redução da altura de queda e/ou vazões nos seus reservatórios. Esta redução, de natureza probabilística no futuro e determinística no presente, é ocasionada, via de regra, pelo deplecionamento dos

### 3.4 - Conceitos Econômicos e Financeiros

Os estudos de expansão do sistema gerador de energia elétrica devem possuir horizontes de planejamento que permitam a análise das condições de atendimento e uma boa visualização das perspectivas de evolução do sistema. O período de maturação dos projetos de geração é relativamente longo, implicando na necessidade de se analisar as condições de atendimento num período de pelo menos 15 anos (CEMIG, 1981). Entretanto a identificação de potenciais em bacias ainda não aproveitadas e a maturação de novas tecnologias de geração de energia elétrica exigem que o horizonte de estudo se estenda por um prazo de 20 a 30 anos.

Para efeito da avaliação econômica e comparação de alternativas de expansão do sistema de geração, a análise deve se restringir ao horizonte de curto e médio prazo, ou seja, 15 anos.

Uma usina hidroelétrica leva entre 5 e 10 anos para ser construída, o que acarreta investimentos antes mesmo do início da construção, em estudos de inventário e de viabilidade de projeto.<sup>9</sup> Ou seja, a aplicação de capital é feita vários anos antes do retorno efetivo. Fatores como estes, levam a custos financeiros adicionais, juros do capital ainda não remunerado, denominados juros durante a construção, que, dependendo do porte da construção, podem variar de 15 a 45% do custo total.

Entretanto a vida útil econômica das obras de geração é considerada longa, cerca de 50 anos para usinas hidrelétricas, 30 para usinas termelétricas, e 20 a 25 anos para usinas a gás,

---

<sup>9</sup> projeto básico e projeto executivo da usina.

oportunidade do capital, correspondente ao investimento, e é de função do cronograma de desembolsos anuais da usina;

- juros durante a construção da transmissão: representa o custo de oportunidade do capital correspondente ao investimento em transmissão, operação e manutenção da usina(O&M): são os custos de exploração da usina, incluindo mão de obra e despesas com manutenção; custos de combustível: representa as despesas com combustível, sendo parcela importante dos custos de usinas termelétricas. No caso de usinas hidrelétricas podem representar o pagamento de direitos pela utilização da água.

Não considerando custos como, os de investimento em complementação de ponta, operação e manutenção do complemento de ponta, e operação e manutenção da transmissão, FORTUNATO et al. (1990), apresenta um índice econômico para comparação das fontes de geração, de maneira simples, da seguinte forma:

$$ICB = CI + COM + CTI + CC \quad (3.2)$$

onde:

**ICB** - índice custo/benefício (\$/MWh)

**CI** - custo do investimento na usina, em \$/MWh, dado por:

$$CI = \frac{IU * FRU}{EG * 8760} \quad (3.3)$$

onde:

- IU** - custo total do investimento na usina, inclusive juros durante a construção, em unidades monetárias (\$).
- FRU** - fator de recuperação de capital para a vida útil econômica da usina, expresso por:

$$FRU = \frac{i \cdot (1+i)^v}{(1+i)^v - 1} \quad (3.4)$$

onde:

- i** - taxa anual de desconto;
- v** - vida útil em anos;
- EG** - energia garantida da usina em MWano;
- 8760** - número de horas do ano;
- COM** - custo de operação e manutenção na usina, em \$/MW, dado por:

$$COM = \frac{OMU * POT}{EG * 8760} \quad (3.5)$$

onde:

- OMU** - custo anual de operação e manutenção na usina em \$/MW/ano.
- POT** - potência instalada na usina em MW.
- CTI** - custo de investimentos na transmissão, em \$/MWh, dado por:

$$CTI = \frac{IT * FRT}{EG * 8760} \quad (3.6)$$

onde:

**IT** - investimentos total em transmissão, inclusive juros durante a construção, em unidades monetárias.

**FRT** - fator de recuperação de capital para vida útil econômica da transmissão.

**CC** - custo de combustível da usina, em \$/MWh,

dado por:

$$CC = CUT * REND \quad (3.7)$$

onde:

**CUT** - custo unitário do combustível em \$/t ou \$/m<sup>3</sup>.

**REND**- consumo específico médio da usina em t/MWh ou em m<sup>3</sup>/MWh.

Lembrando que estes cálculos não são válidos para usinas nucleares, devido à necessidade do combustível, no caso de reatores PWR poderia ocorrer a cada três anos.

### 3.4.2 - Comparação Econômica das Alternativas de Expansão.

Compreende-se como uma alternativa completa de expansão do sistema, um programa de obras de geração concebido para o atendimento do mercado de energia elétrica em um determinado período. Uma tarefa importante do planejamento energético é a comparação econômica dessas alternativas.

Para a comparação econômica de alternativas de expansão, tem-se utilizado o método do VALOR ATUAL DE CUSTO TOTAL. Para uma alternativa de expansão do sistema de geração, é definido como sendo a soma dos valores atuais, no início do período de estudo, dos investimentos, dos gastos com combustível para geração térmica, e dos gastos de operação e manutenção.

Será considerada economicamente viável a alternativa que apresentar o menor valor atual do custo total, **V**.

$$V = VAI + VAC + VAOM \quad (3.8)$$

onde:

- VAI** - valor atual dos investimentos da alternativa,
- VAC** - valor atual dos gastos com combustível;
- VAOM** - valor atual dos gastos com operação e manutenção.

O valor do investimento, na data de início da operação de cada projeto, é determinado através de uma série infinita de

anuidades constantes e calculadas através do fator de recuperação de capital, a uma taxa de juros igual à taxa de atualização utilizada na análise econômica e um período de tempo igual à vida útil econômica do projeto.

O valor atual do custo total da alternativa, referente aos custos de investimento dos projetos, pode ser calculado como;

$$VAI = \sum_{j=1}^m I_j \cdot \frac{(1+i)^{v_j}}{(1+i)^{v_j} - 1} \cdot (1+i)^{-k_j} \quad (3.9)$$

onde:

- $I_j$  - investimento do projeto  $j$ , concentrado no ano de entrada em operação;
- $m$  - número de projetos da alternativa;
- $v_j$  - vida útil do projeto  $j$ ;
- $k_j$  - número de anos entre o ano para o qual se está calculando o valor atual, normalmente o ano de início do período de estudo, e o ano do investimento do projeto  $j$ ;
- $i$  - taxa de atualização.

Para o cálculo do Valor Atual do Gasto com Combustível para Geração Térmica, como as usinas são agrupadas em classes, em função do combustível utilizado e do consumo específico, a energia gerada é determinada, ano a ano, até o horizonte, para cada classe considerada nas alternativas de expansão. Para que a análise fique coerente, é feita a extensão

ao infinito dos gastos do combustível, a partir dos gastos verificados no último ano de estudo;

$$VAC = \sum_{k=1}^n \left( \sum_{t=1}^m GC_{t,k} \right) \cdot (1+i)^{-k-1} + \left( \sum_{t=1}^T \frac{GC_{t,m}}{i} \right) \cdot (1+i)^{-(n-1)} \quad (3.10)$$

onde;

**GC<sub>t,k</sub>** - gastos com combustível das termelétricas da classe *t*, no ano *k*;

**n** - último ano do horizonte de análise das alternativas de expansão;

**T** - número de classes de usinas termoeleétricas da alternativa.

Resultando alternativas de expansão em diferentes condições de atendimento do mercado, pode-se incluir nos custos, até agora mostrados, o custo relativo aos déficits esperados de cada alternativa, de modo semelhante aos custos de combustível.

Para o cálculo do Custo de Operação e Manutenção, em função das características físicas e operativas de cada projeto, este custo também é determinado através de uma extensão ao infinito, sendo que após o ano horizonte este parâmetro apresenta valores anuais constantes e iguais ao do último ano.

$$VAOM = \sum_{k=1}^n \left( \sum_{j=1}^m OEM_{j,k} \right) \cdot (1+i)^{-k-1} + \left( \sum_{j=1}^m \frac{OEM_{j,m}}{i} \right) \cdot (1+i)^{-(n-1)} \quad (3.11)$$

onde:

**OEM** - gastos anuais de manutenção e operação em unidades monetárias.

### **3.4.3 - Custos Marginais do Sistema de Geração.**

O conceito de custo marginal de geração é largamente utilizado no planejamento da expansão, especialmente em estudos tarifários e no estabelecimento de critérios de operação e suprimento. É definido como sendo a relação entre o acréscimo de custo total no sistema de geração, necessário para suprir um incremento do mercado de energia elétrica, e este incremento de mercado.

Nos estudos de planejamento da expansão de sistemas geradores existem três tipos de custo marginal: de curto prazo, de longo prazo e de muito longo prazo.

#### ***Custo Marginal de Curto Prazo.***

É o custo incorrido por atender um acréscimo de carga no sistema através dos meios já existentes. Ou seja, o acréscimo ocorre sem que seja necessário adicionar uma nova fonte de geração, o que é possível em um sistema hidrotérmico por meio da diminuição de vertimentos nas usinas hidrelétricas, no caso de termelétricas através de maior geração, ou através de um aumento do déficit esperado, por isso é também chamado de custo marginal de operação.

### ***Custo Marginal de Longo Prazo.***

É o custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender um acréscimo de carga no sistema através da incorporação ao mesmo de uma nova unidade geradora, este custo é também chamado de custo marginal de expansão.

### ***Custo Marginal de Muito Longo Prazo.***

Representa o valor presente dos custos marginais futuros de expansão do sistema em um horizonte de cerca de 30 anos . Este custo, como será mostrado na próxima seção, é utilizado para valorizar economicamente os benefícios energéticos de uma usina geradora, em análises econômicas de dimensionamento de usinas, por isso é conhecido como custo marginal de dimensionamento.

## **3.5. - Valoração Econômica dos Benefícios Energéticos.**

A capacidade de geração de energia e potência de uma usina, ou de um conjunto de usinas, é o benefício energético que um sistema de geração proporciona. Nos estudos de planejamento, a necessidade de avaliar economicamente esses benefícios e compará-los com os custos correspondentes se faz na medida em que os estudos visam o atendimento da demanda com o menor custo e a melhor satisfação.

Para o dimensionamento de uma fonte de geração, o critério básico consiste na maximização da função benefício total menos o custo da usina, com relação aos parâmetros que se deseja dimensionar. Nos estudos de dimensionamento em sistemas hidrotérmicos, os benefícios energéticos são avaliados através de modelos computacionais de otimização e de simulação da operação.

A capacidade de geração de uma usina é função da configuração do sistema gerador no qual a usina está inserida. Assim, os benefícios energéticos são sempre avaliados tendo como base uma configuração de referência que representa a data em que a usina será agregada ao sistema.

No caso brasileiro, os benefícios energéticos considerados para o dimensionamento de um aproveitamento hidrelétrico são: o ganho de energia garantida, o ganho de potência garantida e o ganho de energia secundária. Todos são calculados através da simulação da operação do sistema de referência, considerando ou não a inserção da usina em análise.

Para fazer a valoração dos benefícios energéticos resultantes da agregação do aproveitamento hidrelétrico ao sistema de referência, utiliza-se os *custos marginais de referência para dimensionamento*, que representam os custos marginais de substituição dos benefícios considerados e são função do período em análise que se considera a entrada em operação do aproveitamento analisado. São obtidos das alternativas de expansão a longo prazo do sistema de geração.

### ***Custo Marginal de Dimensionamento de Energia***

Valoriza os benefícios de energia garantida e deve refletir a valorização econômica dos benefícios energéticos durante a vida

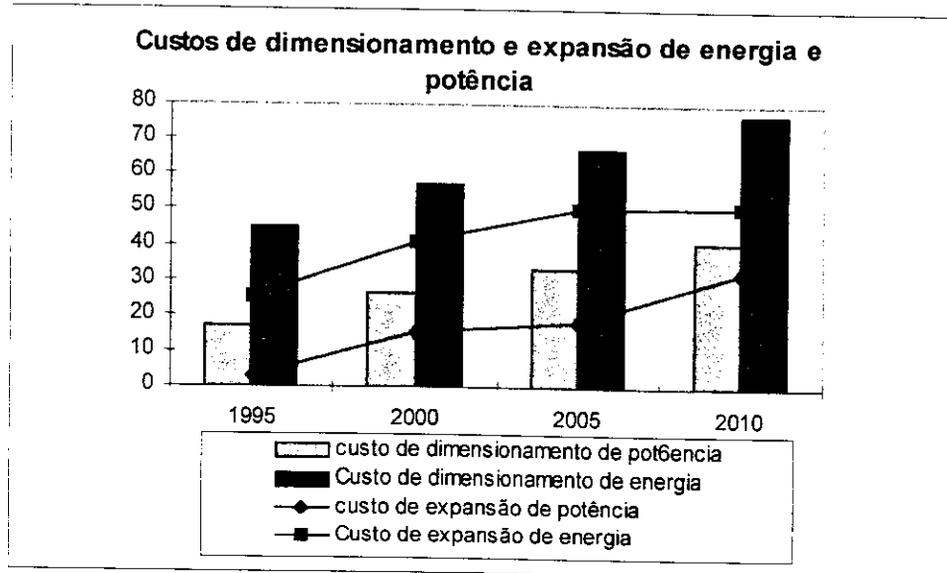
útil econômica da usina. Representam uma série de valores constantes, cujo valor presente na data de entrada em operação do aproveitamento que se deseja dimensionar é igual ao valor presente da série crescente dos custos marginais do sistema ao longo da vida útil do aproveitamento.

### ***Custo Marginal de Dimensionamento de Ponta e de Energia Secundária.***

Valoriza os benefícios de potência garantida; o custo marginal de dimensionamento de energia secundária, valoriza os benefícios de energia secundária.

Os custos marginais de dimensionamento devem refletir através de parâmetros, a valorização econômica dos benefícios energéticos durante a vida útil econômica da usina, (FORTUNATO et al., 1990).

No caso brasileiro, por se tratar de um sistema basicamente hidrelétrico, os custos marginais são crescentes com o tempo, devido ao fato das usinas mais econômicas serem as primeiras a ser agregadas ao sistema. A Figura 3.1 mostra os custos marginais de referência para dimensionamento e custos marginais de expansão.



Fonte: DPE/Eletrobrás

Figura 3.1: custos marginais, fornecidos em US\$/MW/ano para os de potência e US\$/MWh para os de energia.

São valores de custos marginais de referência para dimensionamento e custos marginais de expansão, para o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

### 3.6 - Incorporação de Incertezas no Planejamento

O Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico leva em consideração as incertezas nas condições futuras tais como a disponibilidade hidrológica e a saída forçada dos equipamentos. Nos estudos de planejamento e de operação, utilizam-se amplamente modelos probabilísticos de cálculos dos custos de produção e de avaliação da confiabilidade do fornecimento. A implantação destas ferramentas representa um passo importante na direção de incorporar as incertezas no processo

de planejamento. Entretanto, outras importantes fontes de incerteza apresentam-se como parâmetros determinantes nos estudos de planejamento:

- a) Taxa de crescimento da demanda;
- b) Custo de combustível;
- c) Prazo de construção das usinas;
- d) Comportamento da economia;
- e) Restrições socio-econômicas;
- f) Restrições ambientais.

Atualmente são consideradas somente nas análises de sensibilidade.

Os fatores a, b e d, principalmente, têm características bastante aleatórias. Além do que a experiência das empresas concessionárias tem mostrado que estes fatores são possivelmente tão relevantes para as decisões de investimentos como os de natureza hidrológica e falhas de equipamentos.

### **3.7 - Planejamento da Geração**

O Processo de planejamento da expansão da geração deve ser contínuo. Permanentemente, são elaborados estudos com o objetivo de se manter atualizadas as opções de expansão do parque gerador, os parâmetros de dimensionamento e os custos de geração (LIMA e LUNDEQVIST, 1987). Devido à antecedência com que as decisões devem ser tomadas, por causa do porte das obras de geração de energia elétrica, no planejamento da

expansão da geração, devem ser contemplados os horizontes de curto, médio e longo prazo.

### **3.7.1 - Estudos de Longo Prazo.**

São estudos destinados a analisar as perspectivas futuras de expansão do sistema em um horizonte de estudo de cerca de trinta anos. O que se pretende nesta etapa é otimizar a distribuição dos recursos energéticos primários para diferentes cenários de crescimento do mercado de energia elétrica, desenvolvimento tecnológico industrial e custos de geração. Além dos condicionantes associados à disponibilidade de recursos primários e tecnológicos, os estudos são delimitados pelas estratégias gerais do setor energético de cada país. As mudanças nos condicionantes estratégicos e nas variáveis macroeconômicas que possam afetar as suas conclusões é que irão determinar a periodicidade destes estudos.

Para estudos de planejamento de longo prazo, as informações envolvidas correspondem a dados macroeconômicos, necessários para a definição das projeções de mercado de energia elétrica, e dados relativos à disponibilidade de recursos energéticos, seus montantes, localização geográfica, tecnologias e custos.

São necessárias, para estudos neste horizonte de planejamento, o conhecimento das seguintes informações:

- Cenários de demanda de energia elétrica
- Recursos energéticos para a geração de energia elétrica e seus custos
- Recursos tecnológicos
- Capacitação industrial
- Configuração do sistema elétrico já definida
- Características, custos, restrições e impactos sócio-ambientais dos projetos de geração e transmissão.
- Impactos, restrições e custos sócio-ambientais das diversas alternativas de expansão.

Com base nestas informações, os principais estudos na área de planejamento da expansão da oferta relativos a este horizonte são:

- Avaliação energético-econômica dos recursos primários para a produção de energia elétrica, destacando-se estudos ligados ao levantamento do potencial de bacias hidrográficas,
- análise energético-econômica de projetos de geração, a nível de inventário: divisão da queda de bacias hidrográficas, dimensionamento preliminar dos aproveitamentos e estimativas dos custos de geração,
- seleção e ordenação dos projetos de geração com base nos respectivos custos de geração ( o sistema de transmissão associado a integração das usinas pode, nesta etapa, ser considerado de forma bastante simplificada),
- levantamento da necessidade de interligações regionais com base nas fontes de geração identificadas.

Os recursos energéticos disponíveis correspondem ao conhecimento de recursos primários para a produção de energia elétrica, tanto em termos de fontes convencionais, recursos hidrelétricos, reservas de urânio, petróleo e carvão mineral, com seus respectivos potenciais de geração associados a tecnologias em desenvolvimento. (eólica, solar, biomassa).

No caso brasileiro, a periodicidade dos estudos de longo prazo é de 5 anos, e os resultados, indicam a composição do parque gerador por tipo de fonte, e são desagregadas a nível regional, assim como os troncos de transmissão associados. (Plano 2015, ELETROBRÁS, 1994). Estes resultados serão úteis na indicação dos potenciais energéticos mais competitivos, em especial o potencial hidrelétrico, com a indicação das bacias hidrográficas e da época em que o inventário dos seus potências devem estar concluídos.

Outro aspecto importante abordado nas análise de longo prazo, é o estabelecimento dos custos marginais de referência do sistema elétrico, ou seja, os custos para atender uma unidade adicional de energia. Este custo representa o parâmetro de referência no sistema elétrico.

### **3.7.2 - Estudos de Médio Prazo.**

Os estudos de médio prazo são destinados a fornecer as datas de entrada em operação de novas usinas no programa de expansão da geração, com um horizonte de planejamento de 15 anos à frente, dentro dos critérios estabelecidos de garantia de atendimento ao mercado consumidor. Tendo por base as metas definidas no planejamento de longo prazo, as diversas alternativas de expansão do sistema são especificadas

utilizando-se uma projeção de referência de evolução do mercado e, em seguida, de forma a se alcançar a expansão de referência do sistema, as alternativas são comparadas entre si. O que se pode concluir de imediato é que nestes estudos os fatores principais a serem considerados são a condição de economicidade das alternativas de expansão e o seu ajuste a nível dinâmico ao mercado de energia elétrica previsto. Ou seja, o programa de expansão determinado deve ser o de menor custo possível, respeitadas as condições da análise de longo prazo.

Como o sistema gerador existente no primeiro ano do horizonte de planejamento é conhecido e o sistema final é composto pelas usinas alocadas através dos estudos de longo prazo, o problema do médio prazo consiste em estabelecer a transição de mínimo custo entre o sistema inicial e o final.

No horizonte de médio prazo, os estudos de planejamento referentes à expansão do sistema gerador são:

- a análise energético-econômica de projetos de geração a nível de viabilidade: dimensionamento e determinação de disponibilidades energéticas, datas de entrada em operação e custos de geração;
- fixação do programa de obras de referência: cronograma de entrada em operação das novas usinas;
- dimensionamento e cronograma de instalação de linhas e principais equipamentos elétricos associados às interligações regionais;
- estimação dos custos marginais de expansão no horizonte de médio prazo, para fins de dimensionamento e alocação temporal dos projetos.

Para a realização destes estudos, são necessários os seguintes conhecimentos:

- cenários de demanda de energia elétrica;
- programas mínimos de expansão das diversas fontes de geração;
- características e custos dos projetos de geração e de transmissão;
- características, custos restrições e impactos sócio-ambientais dos projetos de geração e transmissão;
- composição do parque gerador por região e por fonte de geração no décimo quinto ano da expansão, desagregada a nível de projeto;
- configuração da grande transmissão neste mesmo horizonte.

O resultado dos estudos de médio prazo consiste nas alternativas de expansão de geração e transmissão que representam os programas de expansão do sistema elétrico, para cada região, ajustados ao atendimento do mercado de energia elétrica previsto para os próximos 15 anos.

### **3.7.3 - Estudos de curto prazo**

O planejamento no horizonte de curto prazo leva em consideração os aspectos de viabilidade físico-financeira do programa de obras e a análise dos efeitos de variações conjunturais, tais como restrições financeiras, alterações no mercado de energia elétrica, mudanças no programa de obras de geração e transmissão e no estado operativo do sistema.

Normalmente, abrange o período de dez anos e é no horizonte de curto prazo que o planejamento financeiro do setor elétrico é realizado. São compatibilizados, então, o programa de expansão, os cronogramas físico-financeiros das obras, a geração de recursos financeiros e a capacidade de investimentos.

As atividades que se destacam no horizonte de curto prazo são:

- o ajuste no programa de obras de geração;
- o ajuste ou redimensionamento das interligações regionais;
- estimação da disponibilidade de energia e demanda para fins de suprimento entre concessionárias;
- estimação dos custos marginais de expansão para fins tarifários.

Para a realização destas atividades, são necessários os seguintes conhecimentos:

- previsão dos requisitos e levantamento das cargas de portes significativos;
- alternativas de expansão da geração;
- alternativas de expansão da transmissão;
- orçamentos detalhados dos projetos de geração;
- estimativa das disponibilidades de recursos financeiros;
- cronograma de obras em andamento;
- programas e projetos sócio-ambientais para cada empreendimento, com custos e cronogramas .

Os resultados obtidos do planejamento no horizonte de curto prazo, compreendido em dez anos, correspondem à elaboração do plano decenal de geração para cada região, que se torna o instrumento de tomada de decisão de início de construção de novas obras e alterações no cronogramas de obras em andamento. Este plano servirá de base para o cálculo dos custos marginais de expansão a serem empregados no estudo de tarifas.

### **3.8- Critérios de Planejamento do Sistema Gerador.**

No planejamento da expansão de sistemas de geração, são adotados critérios que dizem respeito a requisitos econômicos e de confiabilidade de fornecimento.

Para atender ao mercado de energia elétrica, o constante ajuste das unidades geradoras, responde às variações da carga. Entretanto, nos estudos de planejamento da expansão, a avaliação das condições de atendimento do mercado tanto em energia como de demanda máxima, num instante futuro, é indispensável. Assim, as previsões de mercado e disponibilidades estimadas de geração assumem papel decisivo no processo de planejamento.

Os critérios de garantia de suprimento visam atingir o ponto de equilíbrio entre os custos envolvidos na expansão e na qualidade do serviço oferecido. A garantia total de atendimento às necessidades de demanda e energia se torna impossível, uma vez que existem fatores aleatórios associados às capacidades de produção e previsão de mercado.

Para melhorar a qualidade de fornecimento, as ações de planejamento necessárias na redução de déficits de energia consiste na construção de novas plantas de geração, uma vez que as deficiências em ponta são resolvidas através da instalação de novas unidades geradoras e de reforços na rede de transmissão.

Com a definição das medidas de qualidade de fornecimento, é necessário estabelecer critérios que caracterizem uma qualidade aceitável. No caso de energia, um determinado plano de expansão é considerado adequado se a simulação da operação para a série hidrológica, incluindo o período crítico, não resulta em déficits de ponta, mesmo com a perda da maior unidade geradora do sistema. Como a potência unitária dos geradores hidroelétricos depende da altura de queda dos reservatórios, esta situação é mais desfavorável.

Os critérios tradicionais de planejamento, por assegurarem proteção contra os eventos mais desfavoráveis registrados no passado, são relativamente fáceis de serem implementados e compreendidos. No entanto, possuem limitações, como no caso de um evento com probabilidade de ocorrência muito pequena, por exemplo: se a pior seca no passado foi muito severa. O critério tradicional resulta em uma sub-estimação da capacidade de produção do sistema e, portanto, em investimentos elevados e desperdícios de recursos escassos. Numa situação oposta a essa onde, exista a probabilidade razoável de que ocorra uma seca mais severa que a pior registrada no passado, o resultado implicaria em poucos investimentos e em déficits freqüentes.

Em muitos países, devido a este tipo de problema, os critérios tradicionais de energia e ponta têm sido substituídos por critérios probabilísticos associados aos reservatórios, variações na demanda e falhas nos equipamentos. Os critérios

se baseiam na probabilidade da perda da carga no fornecimento da demanda. A implantação desses critérios requer modelos complexos dos fenômenos naturais e metodologias sofisticadas para análises do desempenho do sistema.

Com a implantação de métodos probabilísticos, o problema de planejamento passa a ser visto como a determinação de um cronograma de expansão que minimize o custo atualizado de construção mais o valor esperado dos custos de operação sujeito a restrições na confiabilidade do fornecimento de energia.

### **3.8.1.1 - Critérios Determinísticos.**

O ponto de equilíbrio entre os recursos e a qualidade do serviço pode ser alcançado através da fixação de um nível arbitrário de qualidade, considerado adequado para o serviço de energia elétrica do país, ou mediante uma avaliação econômica entre os custos e os benefícios da energia elétrica para a sociedade.

O Critério de Energia Firme, ou Critério Determinístico, foi aplicado no sistema elétrico brasileiro durante as décadas de 70 e 80. Este estabelece que o sistema deve ser capaz de atender o mercado de energia elétrica para qualquer hipótese de repetição, no futuro, das vazões registradas no passado, ou seja, não é considerada de forma explícita a natureza aleatória dos fatores que afetam o suprimento de energia. As manutenções programadas e as saídas forçadas de unidades geradoras são representadas através de cronogramas previstos para o período de análise e por índices estatísticos.

A este critério os conceitos associados são:

***Energia Firme do Sistema.***

A maior carga que o sistema consegue atender, sem déficit, com o histórico de vazões naturais, para se obter o equilíbrio custo/qualidade.

Em outras palavras, a energia firme de um sistema é o maior valor possível de energia capaz de ser produzido continuamente pelo sistema, com as mesmas características do mercado, que atenda aos padrões de qualidade de fornecimento.

***Período Crítico do Sistema***

O pior período hidrológico contido na série histórica de vazões naturais, correspondente à sequência de meses para o qual o sistema, se fosse submetido a uma carga igual a sua energia firme, começaria com seus reservatórios totalmente cheios e, sem reenchimentos totais intermediários, terminaria com os seus reservatórios vazios.

***Energia Firme de uma Usina.***

A energia firme associada a cada usina hidrelétrica, sendo a produção média da usina ao longo do período crítico do sistema.

### ***Energia Secundária.***

É o excesso de energia, em relação à energia firme, possível de ser produzido nas sequências hidrológicas favoráveis. É calculada como a diferença entre a geração média em todo o histórico de vazões e a energia firme.

Para um cenário hidrológico definido e um determinado requisito de energia, a capacidade de geração das usinas é estimada através de modelos de simulação que reproduzem a operação do sistema no horizonte de estudo. Baseando-se nos resultados da simulação, pode-se verificar o atendimento ao critério de garantia de suprimento, e modificar-se os requisitos de energia considerados até que o critério seja satisfeito.

O critério determinístico apresenta vantagens como a simplicidade de aplicação e de entendimento e também a certeza nos resultados para as premissas adotadas, tais como: ocorrência de déficit, gerações térmicas e hidrelétricas, energias afluentes aos aproveitamentos, baseadas exclusivamente no registro histórico disponível de vazões.

Entretanto, o Plano 2015 da Eletrobrás aponta algumas deficiências no critério de energia firme ou determinístico, como a falta de uma quantificação dos riscos de não atendimento ao mercado futuro de energia e a dependência de uma única sequência hidrológica, histórica, dentre uma infinidade de cenários igualmente plausíveis. Fizeram que o critério fosse substituído, no setor elétrico brasileiro, e levou à formulação do chamado Critério de Energia Garantida, ou Critério Probabilístico, compatível com a natureza do suprimento ao mercado consumidor.

### **3.8.1.2 - Critérios Probabilísticos.**

Considerando-se que o histórico de vazões afluentes dos rios nada mais é, em termos estatísticos, do que uma amostra do processo estocástico de geração de vazões da natureza, é possível, a partir de modelos matemáticos, a obtenção de séries sintéticas de vazões ou energias afluentes que preservam as características estatísticas das vazões naturais, permitindo assim uma análise probabilística ao atendimento do mercado de energia elétrica.

Considerar as regras de operação ótima do sistema hidrotérmico; levar em conta a expansão do sistema gerador e dos principais troncos de transmissão ao longo do horizonte de planejamento; representar as características hidrológicas das afluências aos aproveitamentos do sistema; permitir a quantificação dos riscos de suprimento são algumas das premissas básicas que devem ser consideradas no estabelecimento de critérios probabilísticos.

O critério probabilístico ou de energia garantida consiste na fixação de um índice de risco de déficit. O atendimento ao mercado é considerado satisfatório quando, nos anos do período analisado, a probabilidade anual de déficit for menor ou igual ao valor adotado. Assim é possível obter a energia garantida a um determinado nível de risco, ou seja, qual o valor da carga que atenda o critério de garantia pré-fixada. O risco anual de déficit é calculado através de modelos de simulação que utilizam séries sintéticas de energia afluentes, geradas a partir do histórico de vazões naturais, mantendo as características estatísticas observadas.

Nas avaliações das condições de atendimento ao mercado, para que seja possível a formulação da política de operação das

usinas térmicas e de intercâmbios entre subsistemas, utiliza-se o *custo implícito de déficit*, que representa o valor econômico da energia não suprida.

O critério probabilístico estabelece, para o caso brasileiro, 5% para a probabilidade anual de déficit de energia, superior aos 3% fornecidos pelo critério determinístico utilizado na década de 70<sup>10</sup>. Assumindo-se este índice, tem-se duas situações distintas: uma, onde não ocorre nenhum déficit de energia no ano, que são os 95% dos eventos e, a outra situação, corresponde aos 5% dos eventos restantes, que apresentam déficits de energia no ano que podem variar desde valores reduzidos até valores da ordem de 30% do mercado.

Uma outra maneira de se estabelecer o equilíbrio entre os recursos alocados e a qualidade do serviço, é através da minimização dos custos de investimentos na expansão, despesas de operação e custos dos déficits esperados. Isto é feito mediante uma avaliação econômica dos custos e benefícios da energia elétrica para a sociedade. O que significa estabelecer um *custo explícito de déficit* ou custo social do déficit.

O custo social do déficit de energia traduz o impacto sobre a sociedade, resultante de possíveis cortes de fornecimento, este custo permite determinar quanto o setor elétrico deve gastar em sua expansão e operação para a obtenção de uma adequada confiabilidade de suprimento.

A utilização de uma abordagem que envolva o custo social de déficit mostra-se difícil, uma vez que existe a necessidade de se dispor de dados econômicos complexos, confiáveis e atualizados. Como os índices econômicos são distintos para as opções de expansão do sistema de geração e transmissão, e devido à importância da energia elétrica como insumo da

---

<sup>10</sup> Este é o valor da probabilidade anual do déficit quando cada configuração, isoladamente, é submetida a uma carga igual a sua energia firme e é simulada com séries sintéticas de energia afluentes.

economia, os riscos de déficits são diferentes para as diversas regiões do país, isso significa dizer que o critério de se fixar o custo de déficit, leva a uma alternativa de expansão em que o risco de déficit deixa de ser um critério de garantia e passa a ser uma consequência.

***“Loss of Load Probability (LOLP)” - Probabilidade de Perda da Carga.***

Quando se planeja a expansão, deve-se dispor de um excesso de capacidade geradora em relação à demanda máxima prevista do mercado consumidor, de maneira a se contar com um determinado nível de potência que tem a finalidade de manter, em níveis adequados, a qualidade do suprimento dos consumidores .

O critério básico de suprimento é que o atendimento aos requisitos de potência deve ser assegurado com nível de risco, traduzido pelo índice LOLP, inferior a 5 horas/mês<sup>11</sup>. Este índice é calculado a partir da consideração dos vários eventos que podem levar ao não atendimento da demanda instantânea pelo parque gerador. O índice mede a probabilidade de déficit de potência. A potência garantida de um sistema gerador a um dado nível de risco é definida como a demanda máxima que o sistema pode atender, ao admitir-se uma probabilidade de déficit de potência igual ao nível de risco dado. A probabilidade de déficit de potência é definida simplesmente como a probabilidade de, em um período qualquer, a potência disponível no sistema ser inferior à demanda.

---

<sup>11</sup> Descontadas as parcelas de manutenção programada.

$$\Pr[P_t < D_t] = \Pr[P_t - D_t < 0] \quad (3.1)$$

t - Período

$P_t$  - Potência Disponível no Sistema

$D_t$  - Demanda.

Os valores de LOLP expressam probabilidades, as quais são números adimensionais. Multiplicando-se a LOLP pelo número de dias do ano ou pelo número de horas do mês, obtêm-se os valores esperados do número de dias do ano ou horas do mês, em que a demanda de potência não é integralmente atendida.

### **3.9 - Ferramentas Computacionais para Planejamento da Expansão.**

Nesta parte do trabalho, apresentam-se alguns dos modelos computacionais utilizados no processo de planejamento da expansão e operação. Estes objetivam conciliar as características do sistema interligado brasileiro, e foram desenvolvidos pelo GCPS e GCOI em conjunto com o CEPEL, universidades e centros de pesquisa. O desenvolvimento e a utilização dessas ferramentas inicia-se na década de 70, quando os sistema de geração e transmissão cresciam em dimensão e complexidade. Os modelos desenvolvidos são divididos em modelos de decisão de investimento que são utilizados nos estudos de médio e de longo prazo para a definição das

diretrizes da expansão do sistema, e modelos de simulação da operação do sistema que são utilizados em todos horizontes do planejamento.

***Modelo de Ordenação de Usinas Hidro e Termoelétricas.***

Este modelo tem por objetivo estabelecer a melhor sequência de construção de usinas, e formular a base de um programa de expansão de obras de geração, para um determinado mercado de energia. O resultado é mostrado segundo o índice custo/benefício, onde são considerados o incremento de custo anual decorrente da introdução de cada uma das usinas e o incremento da energia firme adicionada a esse sistema.

***Modelo de Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo.***

Conhecido como DELSEP, este modelo tem por objetivo determinar a evolução e composição ótima econômica do parque gerador e das interligações entre as regiões elétricas no horizonte de longo prazo, mediante a minimização do valor presente dos custos de investimento, operação e manutenção e combustível dos projetos incorporados ao sistema.

### ***Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes.***

Este modelo conhecido pela sigla MSSSE, tem o objetivo de analisar o comportamento de subsistemas elétricos que não são fortemente interligados mas que, em cada um deles, as usinas sejam fortemente interligadas hidraulicamente e/ou eletricamente. É utilizado, para avaliar os fluxos de energia entre subsistemas para o dimensionamento da interligação elétrica inter-regional. Neste modelo, em cada um dos subsistemas as usinas hidroelétricas e os reservatórios são representados por um única usina equivalente com capacidade de armazenamento e produção de energia igual ao conjunto do subsistema.

### ***Modelos de Simulação a Usinas Individuais.***

O MSUI, assim como é chamado, tem o objetivo de analisar o comportamento de usinas hidroelétricas, reservatórios, termelétricas convencionais e nucleares, e usinas reversíveis, através da simulação da operação do sistema gerador, para diferentes condições de carga e de hidraulicidade, sujeitas a um conjunto de parâmetros que definem a prioridade de operação. E também analisar os efeitos das regras de operação e das limitações à integração de sistemas, o enchimento de reservatórios, os benefícios energéticos incrementais necessários para o dimensionamento das máquinas, da potência instalada total, de linhas de transmissão e de volumes de reservatórios, e a operação de unidades de ponta, inclusive das usinas reversíveis.

Este modelo pode ser utilizado para determinar o período hidrológico crítico no sistema, a energia firme do sistema

correspondente e a energia armazenada em cada um dos reservatórios.

### ***Modelo Linear de Intercâmbio entre Sistemas.***

Utilizando programação linear, o MISS, permite otimizar a operação mensal. Considera as restrições de capacidade de transmissão entre os diferentes centros de carga e de geração para obter um despacho de geração de cada usina em três patamares da curva de carga: pesada leve e intermediária.

Recentemente a Eletrobrás vem trabalhando em conjunto com a OLADE no desenvolvimento do SUPER/OLADE - BID. Este programa tem o objetivo de fornecer aos países da América Latina uma metodologia consistente para planejamento de sistemas hidrotérmicos. Esta ferramenta é formada por vários módulos de programação. O módulo de despacho hidrotérmico (MDDHT), e o módulo de planejamento de baixa incerteza (MODPIN) foram utilizados na elaboração do plano decenal de expansão.

### **3.10 - A Expansão Ótima do Sistema**

Através das definições de planejamento e de custos apresentadas pode-se estabelecer a expansão ótima do sistema de energia.

Sendo atendida a condição de minimização do custo de produção acrescido do custo da energia não suprida resultando no custo total mínimo para o consumidor<sup>12</sup> (Figura 3.2), é possível demonstrar que o custo marginal de operação é igual ao custo marginal de expansão.

Quando o custo marginal de operação for inferior ao de expansão, é mais econômico suprir um acréscimo de carga pelo sistema existente; a confiabilidade supera o nível adequado e o sistema encontra-se super-dimensionado. Em uma situação oposta, torna-se mais econômico suprir um acréscimo de carga considerando a antecipação de projetos de geração: a confiabilidade está aquém do desejável e o sistema está subdimensionado. Pode-se concluir então que o sistema está corretamente dimensionado quando ocorrer a igualdade entre os custos marginais (Figura 3.2).

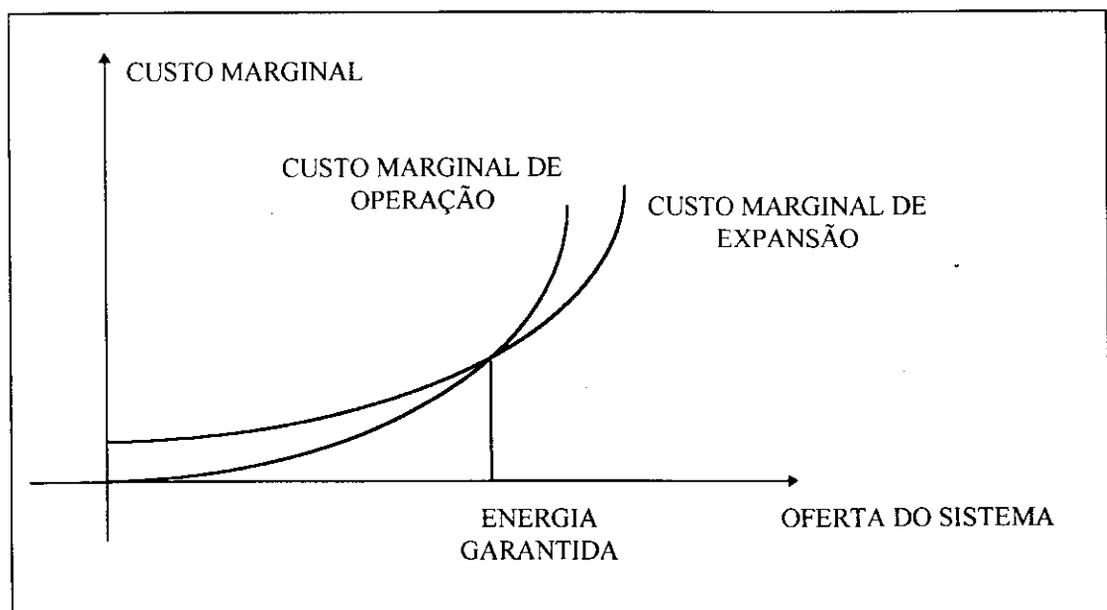


Figura 3.2 - Condição ótima da expansão

<sup>12</sup> resultante da adição dessas duas parcelas

### 3.11 - Simulação da Expansão do Sistema

Na prática, para se obter o ponto ótimo de funcionamento do sistema elétrico, onde os custos marginais de operação e expansão correspondem ao mesmo valor, faz-se várias simulações das diversas alternativas de configuração do sistema, na tentativa de encontrar qual é a que mais se aproxima desse ponto ótimo, para o mercado que se tem de atender.

Para execução dessas simulações, utilizam-se modelos computacionais<sup>13</sup> que tem por objetivo representar o sistema em funcionamento, basicamente verificando se a potência e energia geradas, considerando a capacidade de transmissão do sistema, conseguem atender à demanda projetada.

De maneira sintética, a simulação obedece os seguintes passos:

1 A modelagem inicia-se por selecionar, em uma análise de longo prazo, um conjunto de obras de menor custo entre as usinas candidatas a nível das grandes regiões interligadas do país. Nesta fase, utiliza-se o modelo DESELP (Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo).

2 Com o conjunto de obras selecionado para médio prazo, define-se o cronograma para entrada em operação das mesmas no período considerado.

---

<sup>13</sup> ver seção 3.8

### **3.12.1 - Síntese do Planejamento da Transmissão**

O processo da expansão da transmissão baseia-se nas seguintes etapas: definição de alternativas, estudos econômicos, avaliação final e seleção das alternativas.

1 As alternativas são apresentadas com base nas diretrizes estabelecidas nos estudos de longo prazo. Nesta etapa utiliza-se programas de síntese de redes capaz de agilizar o processo.

2 São feitas análises qualitativas sócio-ambientais nas avaliações das alternativas de expansão.

3 Utiliza-se os programas de análises de fluxos de potência, estabilidade, e transitórios, de modo a adaptar as alternativas, já selecionadas, aos critérios de planejamento.

4 Seleciona-se as alternativas de menor custos totais (incluindo investimentos e perdas).

5 A avaliação final é baseada em custo-benefício. Os custos dizem respeito aos investimentos, operação e manutenção. Enquanto os benefícios correspondem às reduções de geração térmica, perdas ativas e energia interrompida devido a falhas na transmissão.

### 3.13 - Planejamento da Distribuição

Esta etapa do planejamento de um sistema de energia elétrica compreende a uma metodologia que permita atender ao crescimento *vertical e horizontal* da carga. Levando-se em conta que as deficiências nesta etapa afetam, de forma mais direta, o consumidor final. Assim esta metodologia deve incluir o acompanhamento e a revisão periódica dos dados, incluir informações adicionais e considerar os aperfeiçoamentos metodológicos.

Aqui o planejamento a longo prazo corresponde ao horizonte de 10 a 20 anos e utiliza-se uma representação simplificada da rede de distribuição, com a finalidade de estudar as necessidades futuras de novas subestações e alimentadores primários.

Para os estudos de médio e curto prazo, o horizonte considerado é de 5 a 10 anos, são feitos estudos de planejamento detalhado e agregados.

Os estudos de planejamento detalhado consideram a evolução do sistema, compreendido como as subestações e as redes primárias urbanas e rurais. O resultado deve indicar a distribuição no tempo e localização física no sistema das obras nominadas.

Os planejamentos orientados por estudos estatísticos agregados abrange, devido à dispersão das variáveis envolvidas<sup>15</sup>, as redes secundárias. O plano deve apresentar no final as necessidades globais por área de estudo e tipo de obra.

---

<sup>15</sup> Localização e crescimento das cargas, carregamento dos transformadores, condições elétricas dos circuitos, etc.

### 3.14 - Modelo Conceitual da Expansão do Setor Elétrico.

A produção de energia acarreta custos de investimentos os quais dizem respeito à expansão do sistema de geração e transmissão, e custos operacionais relativos a gastos com combustíveis para usinas termelétricas, operação e manutenção do sistema.

Assim, verifica-se que a determinação do ponto de equilíbrio entre o custo de produção e a confiabilidade do sistema, consiste no enfoque principal do planejamento da expansão. A Figura 3.3 ilustra esse modelo.

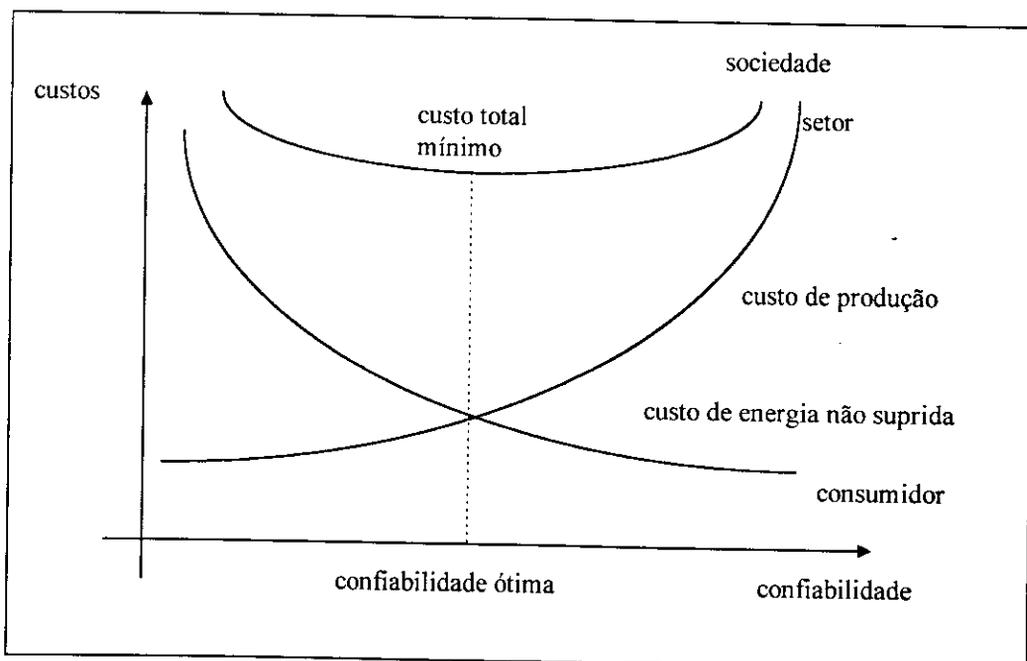


Figura 3.3 - Relação entre custos e confiabilidade

Analisando a Figura 3.2, constata-se que um aumento nos investimentos em novas obras e serviços de operação incorrem

num aumento do custo do serviço para o consumidor e por outro lado a redução nos gastos com operação pode diminuir a qualidade do fornecimento de energia, todos esses fatores trazem consequências negativas na economia da sociedade e da concessionária.

Ou seja, um aumento na confiabilidade equivale a uma redução no valor esperado da energia não suprida, reduzindo o custo a ela associado, exigindo aplicação de maiores recursos para a expansão, o que significa elevar seu custo de produção.

### **3.15 - O Modelo de Planejamento para Expansão do Setor Elétrico Brasileiro.**

O atual modelo de planejamento utilizado no Brasil, para o sistema gerador, antes de decidir onde e de quanto deverá ser o acréscimo ao parque gerador, estabelece uma metodologia para formular cenários de demanda. Estes, terão importância fundamental no processo decisório, no sentido de impor as ações de expansão da oferta.

A definição do cenário de demanda justifica-se na medida em que, a necessidade de identificação da tendência em tempo hábil se faz com o objetivo de evitar demandas futuras acima dos montantes previstos no planejamento, que poderiam acarretar medidas anti-econômicas, devido ao desequilíbrio oferta/demanda. Numa situação oposta, demandas futuras abaixo das previstas podem induzir decisões irreversíveis. A Figura 3.4 ilustra o processo de planejamento da expansão do setor elétrico no Brasil, apresentado no Plano 2015.

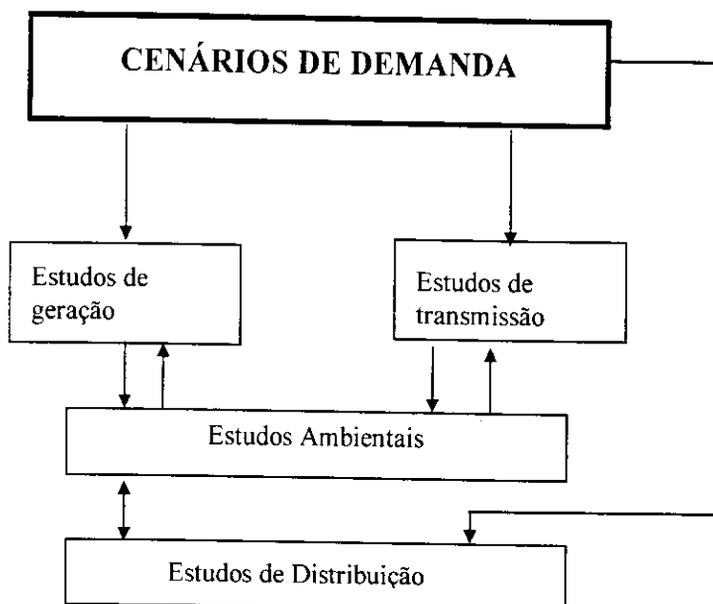


Figura 3.4 - Processo de planejamento da expansão  
 Fonte: Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015- ELETROBRÁS.

Nota-se a importância da confecção de cenários de demanda, como sendo a base para os estudos de expansão da geração, em conjunto com os estudos da transmissão, na medida em que decisões de expansão da geração naturalmente condicionam decisões de expansão da transmissão. Eventualmente, em horizontes de mais curto prazo, os estudos de planejamento de expansão da transmissão podem induzir a decisões de expansão da geração assim como os estudos ambientais podem provocar nos estudos de geração e transmissão.

### 3.16 - Previsão de Mercado

Ao mercado de energia elétrica, estão associados diversos fatores que são determinantes na sua formulação, dentre eles se destacam: o nível de atividade econômica, a política de preços

ao consumidor e as políticas de racionalização do uso de energia. Hoje, pode-se dizer que o setor elétrico brasileiro utiliza-se de uma metodologia de projeção que considera a evolução dos diversos setores da economia, bem como a competitividade de outros energéticos com a energia elétrica. Assim, para as diversas classes de consumo, as previsões de mercado irão derivar de hipóteses assumidas para o comportamento dos fatores já citados.

A trajetória de evolução do consumo de energia elétrica é associada a um cenário que é composto por um conjunto de hipóteses e parâmetros que refletem o ponto de vista sócio-econômico. Estes cenários irão estabelecer as possíveis trajetórias da demanda de energia elétrica e identificar as tendências dominantes da matriz energética como um todo, avaliando a participação das diversas fontes primárias e secundárias no longo prazo. Desta forma, a metodologia de previsão de mercado para o setor elétrico brasileiro, apresentada no Plano 2015, corresponde a quatro grandes blocos de avaliação:

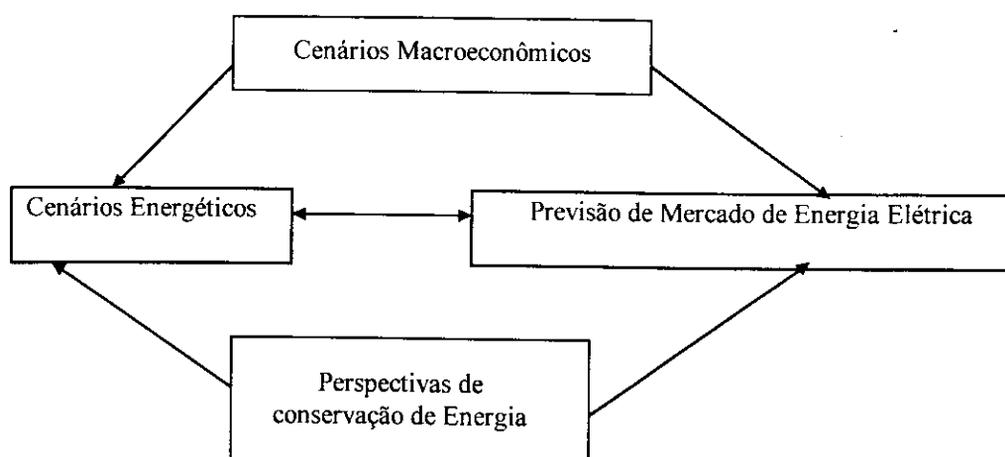


Figura 3.5 - Esquema básico da metodologia de previsão de mercado

Fonte: Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015 - ELETROBRÁS.

### ***Cenários Macroeconômicos***

A hipótese básica adotada é de que a economia, após um período de estabilização econômica, poderá manter sua trajetória de crescimento sustentado. No Plano 2015, foram apresentados quatro cenários que possuem duas questões que diferem na sua caracterização: o período necessário para a retomada e o ritmo de crescimento após a estabilização econômica. São cenários que envolvem taxas de crescimento populacional e de evolução do produto interno bruto per capita.

### ***Cenários Energéticos***

São cenários que servem de referência para uma avaliação do papel da energia elétrica no contexto global. Apresentam relações de energia primária ( $10^6\text{tep}$ ), produto interno bruto ( $\text{tep}/10^3\text{ US\$ de PIB}$ ), e população ( $\text{tep}/\text{Hab}$ ).

### ***Perspectiva de Conservação de Energia***

A conservação de energia é considerada para todos os cenários. Traduzindo as expectativas dos agentes econômicos no que se refere à melhoria da eficiência energética dos equipamentos, entrada no mercado de bens com menor conteúdo energético, melhor utilização dos equipamentos existentes e otimização dos processos produtivos.

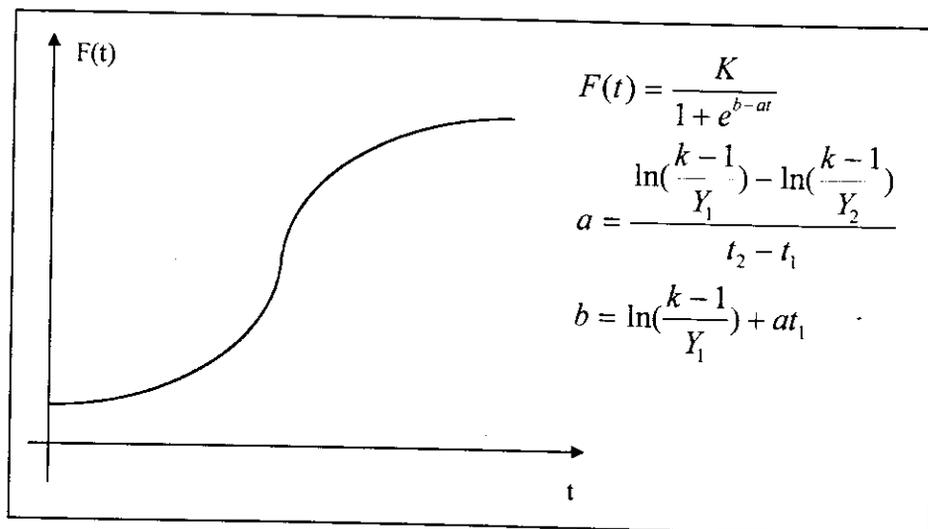
O PROCEL utiliza como instrumental teórico para a metodologia de projeções de economia de energia, a formulação de curvas do tipo logística, que tradicionalmente são usadas

para avaliar a penetração de inovações tecnológicas. São utilizadas as seguintes categorias de curvas:

- curva de penetração de um programa de conservação:  
 percentual do mercado consumidor de um determinado uso final que, num dado ano, deve adotar medidas de conservação através da melhor utilização de um equipamento ou de um processo de produção.

- curva de melhoria de eficiência energética:  
 percentual de redução média do consumo de energia elétrica de um equipamento num determinado período.

Para elaborar as curvas logísticas considera-se:



Fonte: Cenários de Conservação de Energia Elétrica. - Eletrobrás -1991

Figura 3.6 - Exemplo de curva logística

Fixa-se os pontos  $Y(1), t(1)$ ; e  $Y(2), t(2)$  e o parâmetro  $k$  que corresponde ao limite de saturação da curva.

A curva é estimada para os índices de melhoria de eficiência e de penetração para determinado período. A curva que estima os índices de penetração reflete o ritmo de implementação de um

programa de conservação. O formato da curva varia em função da velocidade de implementação do programa que depende, basicamente, do volume de recursos disponíveis, das características do mercado de equipamentos, da decisão do consumidor associada à compra do equipamento.

A curva que projeta os índices de melhoria de eficiência de um determinado equipamento, o seu formato reflete basicamente a disponibilidade da tecnologia no mercado (desenvolvimento e comercialização).

De acordo com as estimativas dos parâmetros da curva e da elaboração de hipóteses para os usos finais são calculadas as metas de conservação de energia para os cenários. São divididas em classes de consumo.

Para o setor Industrial:

$$E(t) = M(t) \times IP(t) \times IE$$

$E(t)$  - economia de energia elétrica no ano  $t$ ;

$M(t)$  - participação do uso final em relação ao mercado de energia elétrica no setor industrial;

$IP(t)$  - penetração das medidas de conservação em relação ao mercado no ano  $t$

$IE$  - índice médio de economia de energia associado à implementação das medidas de conservação.

Para o setor residencial (considera-se as tecnologias: refrigeração, iluminação, e condicionamento de ar) e Para o setor serviços (considera-se; iluminação e condicionamento de ar) as metas foram calculadas da seguinte maneira:

$$E(t) = NE(t) \times IP(t) \times CM \times IM(t)$$

$E(t)$  - economia de energia elétrica no ano  $t$ ;

$NE(t)$  - projeção do número de equipamentos vendidos no

ano t;

IP(t) - índice de penetração das medidas de conservação no

ano t que representa uma parcela de equipamentos mais eficientes a serem adquiridos pelo consumidor;

CM - consumo médio do equipamento em um ano base;

IM(t) - índice de melhoria de eficiência energética no ano t.

Com os cálculos efetuados para os três setores, são estimados os valores das economias decorrente das medidas de conservação adotadas em um determinado ano, incluindo reposição de equipamentos eficientes. A economia acumulada num dado ano é obtida da seguinte forma:

$$EA = \sum_{i=1}^t E(i), \text{ sendo } t \leq n \text{ onde:}$$

EA(t) - cenário de conservação de energia elétrica acumulada no ano (t);

E(i) - economia adicional de energia elétrica decorrente da implementação de medidas de conservação no ano (i);

n - vida útil da medida de conservação.

Finalmente considera-se hipótese para a regionalização das metas de conservação de energia elétrica, em virtude da composição do mercado de energia do país. A Tabela 3.2 apresenta os cenários estabelecidos no plano nacional de expansão do setor elétrico.

*Tabela 3.2 - Cenários de Conservação de Energia da Eletrobrás.*

	1995	2000	2005	2010	2015
Cenário I	3	9,09	21,07	42,84	63,94
Cenário II	3,62	14,69	31,33	50,94	75,82
Cenário III	4,57	17,81	44,16	70,82	105,28
Cenário IV	5,19	20,01	49,48	81,61	123,7

*Fonte: Plano Nacional de Expansão do Setor Elétrico. (1994)*

### **Previsões de Mercado de Energia Elétrica.**

Para as previsões de mercado de energia elétrica são consideradas hipóteses como :

- crescimento real dos níveis tarifários.
- diminuição dos atuais níveis de exportação dos grandes consumidores industriais.
- resultados efetivos das políticas de conservação de energia elétrica.

A Tabela 3.3 apresenta as previsões do mercado de energia elétrica para o Brasil, para os quatro cenários estudados no Plano 2015.

A importância crescente da energia elétrica no contexto energético e econômico do Brasil, pode ser verificada nestes cenários.

Tabela 3.3 - Previsões de mercado

	1992	2000	2005	2010	2015
<b>CENÁRIO I</b>					
<b>Twh</b>	224,3	293,8	384,0	467,2	563,0
<b>Taxa anual média(%)</b>		3,4	5,5	4,0	3,8
<b>CENÁRIO II</b>					
<b>Twh</b>	224,3	329,5	430,6	523,9	631,3
<b>Taxa anual média(%)</b>		4,9	5,5	4,0	3,8
<b>CENÁRIO III</b>					
<b>Twh</b>	224,3	360,7	473,2	589,7	731,4
<b>Taxa anual média(%)</b>		6,1	5,6	4,5	4,4
<b>CENÁRIO IV</b>					
<b>Twh</b>	224,3	377,6	495,4	642,6	826,4
<b>Taxa anual média(%)</b>		6,7	5,6	5,3	5,2

Fonte: Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015. ELETROBRÁS.

Nota: Considera a auto-produção (11 Twh) e sem os consumos de tarifas especiais.

### 3.17 - Conclusões

O processo de planejamento da expansão do setor elétrico necessita do conhecimento, da avaliação e do dimensionamento dos recursos energéticos disponíveis. Estes estudos requerem análises para horizontes de longo prazo, por volta de até trinta anos de antecedência, pois é necessário identificar os custos das possíveis opções para geração de energia elétrica e avaliar

suas repercussões econômicas, sociais e ambientais. No Brasil, a Eletrobrás tem, como objetivo fundamental do planejamento da expansão, estabelecer as referências para o Setor Elétrico, “evidenciando as principais opções que se apresentam para os agentes envolvidos e motivando a oportuna tomada de decisões, com necessário grau de reflexão técnica”(PLANO 2015, ELETROBRÁS). Deste modo, procurou-se, neste capítulo, mostrar os conceitos inerentes ao planejamento da expansão de sistemas de energia elétrica (de maneira global, embora sempre a referência fosse o setor elétrico brasileiro), descrevendo a atual metodologia de planejamento utilizada pelos organismos responsáveis pelo planejamento da expansão do sistema. Isto é feito porque vários conceitos relativos ao estado da arte que envolve a questão *energia elétrica*, tanto dos aspectos técnico-econômicos, como dos sociais, quer sejam públicos ou privados, serão largamente utilizados dentro do contexto do PIR. Deste modo constata-se que:

O planejamento da expansão de geração e de transmissão para o sistema brasileiro está sendo realizado pelo GCPS que é formado por uma comissão diretora, um secretário executivo<sup>16</sup>, comissões técnicas e grupos de trabalho.

Devido à natureza do sistema de energia brasileiro e de seu desenvolvimento histórico, fica evidente que as comissões e os grupos de trabalho de planejamento, além de serem formados por membros provenientes da Eletrobrás, devem conter, em sua estrutura resultante, membros das concessionárias que fazem parte do setor elétrico. Esta troca de conhecimento técnico deve ser contínua e mostra-se eficaz para o sistema como um todo.

de novas plantas. Enquanto que as deficiências de potência são resolvidas através da instalação de novas unidades geradoras e de reforços na rede de transmissão.

O sistema elétrico brasileiro foi planejado, até o final da década de 80, obedecendo ao critério da energia firme. Entretanto, como o sistema, em quase toda sua capacidade, vinha se expandindo por meio de usinas hidrelétricas, as quais exigiam investimentos contínuos e elevados para se manterem sujeitas àquele critério determinístico, foram necessários estudos que indicassem um novo critério.

O critério utilizado atualmente pela Eletrobrás, define a probabilidade de déficit como sendo de 5%. Este tem o objetivo de garantir uma maior estimativa de geração futura e das necessidades de investimento. Visto que está embasado na simulação de sequências históricas de afluições. Todavia, as implicações deste critério parecem, ainda, não estarem definidas.

A adoção de métodos probabilísticos faz com que o planejamento seja um problema de determinação de um cronograma de expansão que minimize o custo atualizado de construção, mais o valor esperado dos custos de operação, sujeito a restrições na confiabilidade do fornecimento de energia.

Dada as características do setor elétrico, os modelos computacionais desenvolvidos pelo GCPS e GCOI, são de grande importância para o planejamento da expansão. São utilizados tanto no planejamento da operação como na expansão, e suas aplicações podem variar em níveis de detalhamento. Muito embora, nestes modelos, faz-se necessário estudos

individualizados com o propósito de avaliar suas potencialidades. Uma questão, a se levantar, é até que ponto no modelo de otimização de política operacional MSSSE, a representação dos reservatórios equivalentes refletem o comportamento de sistemas hidrelétricos tão complexos como o brasileiro? Em relação ao modelo DESELP, pode-se questionar se o modelo faz (e como faz) a otimização da expansão da transmissão. Além do que, nestes modelos, a validade dos resultados obtidos será sempre função dos dados fornecidos em relação às capacidades, aos custos e à previsão de necessidade da usina.

Para o planejamento da expansão transmissão, a metodologia diz respeito ao detalhamento necessário nos horizontes correspondentes. Mostra-se como sendo um processo de contínuo aperfeiçoamento. Destaca-se para o longo prazo, a forte ligação com o planejamento da geração. Outro aspecto importante, é que no planejamento de médio prazo, o sistema não é considerado como um todo. Pois a atenção está nos projetos que poderão ser necessários após 10 anos.

Verificou-se que o sistema hidrotérmico brasileiro, para atender o crescimento da demanda, pode optar pela expansão do sistema, aumentando a capacidade instalada ou com um incremento da geração termoelétrica. A opção correta compreenderá aquela que melhor atender ao sistema, dependendo das condições de requerimento da demanda. Na avaliação das opções, calcula-se o custo marginal, o qual avalia economicamente o impacto da demanda adicional. Isto é feito simulando o sistema, considerando as demandas projetadas nas

duas possibilidades, chegando ao custo marginal que considera a expansão da capacidade instalada e, o custo marginal que considera o incremento de sua operação sem alterar a configuração do mesmo.

A metodologia utilizada<sup>17</sup> pela ELETROBRÁS para a previsão de mercado está baseada na composição de cenários macroeconômicos. Os quais levam em consideração aspectos como o crescimento do PIB e perspectivas de evolução dos preços dos energéticos.

A conservação de energia é considerada em todos os cenários, no entanto, esta perspectiva é tomada em conta somente através de índices de penetração de tecnologias, com eficiências melhores no mercado. Essa análise é carente por não considerar os aspectos de posse e hábitos de consumo energético, o que seria possível com a aplicação de uma metodologia baseada nos usos finais da energia, correspondendo a um cenário mais realista. A metodologia do PIR, por incorporar em seus fundamentos o método de cenários compostos a partir de dados dos equipamentos de usos finais, pretende suprir esta carência.

---

<sup>17</sup> Ver seção 4.3

2<sup>a</sup> Parte

PLANEJAMENTO  
INTEGRADO  
DE RECUROS

---

# 4 PIR para o Setor Elétrico

---

## 4.1 - Introdução

Nas análises da metodologia da Eletrobrás (Capítulo 3), nota-se o quanto, as estratégias de planejamento dos sistemas de energia elétrica, está vinculada à otimização das opções do lado da oferta, assim como aos sistemas de transmissão e distribuição. Os quais devem atender a demanda requerida com o mínimo custo. Adicionalmente o processo deve atender níveis de confiança e qualidade de serviço. Muito embora, contemplem medidas de conservação e questões ambientais, mostra-se conservador frente às mudanças conceituais, das metodologias de planejamento, ocorridas nos últimos anos. Especialmente no que se refere aos elementos que constituem o consumo de energia elétrica e nas previsões de demanda. Neste capítulo apresenta-se o Planejamento Integrado de Recursos, como sendo um processo metodológico mais abrangente. Através da

eficiência e melhor alocação e uso dos recursos, considerando tanto o lado do suprimento como do uso final, poderá representar uma resposta aos problemas do setor de energia elétrica, principalmente em relação ao risco de déficits de curto prazo.

Há quase uma década, em alguns países desenvolvidos, especialmente Estados Unidos e Canadá, vem se propagando uma metodologia que tem origem no planejamento de mínimo custo e na necessidade de introduzir no cenário o usuário, o gerador independente, questões ambientais e com isso a sociedade. Um processo onde o enfoque não se restringe à observação das opções de oferta de energia elétrica, mas que também leva em consideração as alternativas de conservação de energia, compondo cenários de consumo diferenciados conceitualmente segundo decisões de investimento. Temas como uso eficiente de eletricidade, aumento da eficiência dos equipamentos, fontes alternativas entre outros, recebem mais atenção do que até recentemente. Além disso são considerados como recursos disponíveis pois o objetivo consiste na definição de um processo metodológico mais abrangente. Um cenário amplificado de planejamento que permita a avaliação coordenada dos componentes de um sistema de energia elétrica e ao mesmo tempo aspectos de qualidade de vida. Ou seja, um procedimento que garanta aos usuários do sistema, o recebimento de uma energia com qualidade e confiabilidade, considerando aspectos técnicos, econômicos, financeiros, sociais e ambientais.

Sendo assim, o processo deveria ser apropriado para melhorar a cooperação, comunicação e coordenação entre os planejadores das concessionárias, identificar mecanismos alternativos de preços e melhoramento nos sistemas de transmissão e distribuição como importantes recursos, atenção

sempre voltada para o processo de planejamento assim como no plano, expandir a cadeia de idéias consideradas, reduzir as controvérsias sobre as decisões da concessionária e assegurar a continuidade para este processo específico.

Com as mudanças no paradigma de planejamento, pressupõe-se que o novo modelo represente um mecanismo de fácil compreensão para análise, determinação e implementação das estratégias para prover os consumidores com os serviços desejados a preços coerentes. O PIR, vem nos últimos anos merecendo destaque por abranger de forma consistente tais questões.

#### **4.2 - Caracterização do Planejamento Integrado de Recursos.**

Inicialmente, o novo contexto de planejamento foi chamado de planejamento de "mínimo custo", porque destinava-se a identificar os recursos de mínimo custo. Entretanto, a metodologia de planejamento tem sido redefinida gradualmente, como *Planejamento Integrado de Recursos* porque o processo envolve mais do que somente mínimo custo. Isto é, envolve integralmente todas as opções para desenvolver o conjunto que melhor se ajuste ao cenário previsto pelas concessionárias.

O termo "Planejamento de Mínimo Custo" foi introduzido por Roger Sant (SANT, 1979) para descrever a estratégia para promover o mínimo custo nos serviços energéticos. Nos Estados Unidos o uso do termo Planejamento Integrado de Recursos (*Integrated Resource Planning*), é aceito desde que a minimização

dos custos passou a ser considerada uma meta do planejamento. Este termo é mais apropriado e correto para descrever o processo de otimização do balanço entre as opções de oferta e demanda.

Planejamento Integrado de Recursos é um processo que combina uma variedade de opções de oferta e demanda para encontrar o custo efetivo das necessidades dos consumidores de energia elétrica (HIRST,1988). É um planejamento voltado para estabelecer melhor alocação de recursos que implica: procurar o uso racional dos serviços de energia, considerar a conservação de energia como recurso energético, utilizar o enfoque “usos finais” para determinar o potencial de conservação e os custos e benefícios envolvidos na sua implementação, promover o planejamento com maior eficiência energética e adequação ambiental e realizar a análise das incertezas associadas com os diferentes fatores externos e as opções de recursos.

Ou seja, é um processo cuja finalidade é atender os requerimentos por serviços energéticos, onde estes são a quantidade de energia necessária para atender as necessidades básicas de bem estar e conforto da sociedade como: iluminação, cocção, condicionamento ambiental, entre outros setores.

No processo do PIR, as informações sobre a demanda de energia são abordadas através das necessidades últimas dos consumidores. Esta estratégia na qual a ênfase está em qual uso a energia é destinada, é chamada de *Estratégia Orientada para os Usos Finais da Energia*, cujo o enfoque leva em consideração questões fundamentais como a posse dos equipamentos e hábitos de utilização, para cada um dos setores de consumo, obtendo assim dados mais realistas. São construídos cenários que permitam caracterizar a previsão da demanda total em termos não somente do custo efetivo mas também do custo social, a curto e a longo prazo.

Deste modo, verifica-se que a estratégia orientada para os usos finais é preeminente na caracterização da demanda atual de energia e nas previsões da mesma, o que permite a determinação dos requerimentos futuros; e na caracterização e implementação de programas de eficiência energética<sup>1</sup>.

Atualmente, um plano integrado de recursos, é desenvolvido de acordo com critérios e métodos que são desenvolvidos e usados como um guia de avaliação das opções de recursos, onde os conceitos são estabelecidos claramente conformando aos seus fundamentos. Os principais aspectos são as projeções de demanda e as opções de recursos. O termo Planejamento Integrado de Recursos tem sido adaptado como a descrição mais apropriada do processo de planejamento no qual mais e mais regulações das concessionárias são necessárias (EACHUS 1991). A Tabela 4.1 mostra uma comparação entre planejamento tradicional e P.I.R..

*Tabela 4.1 Diferenças entre a metodologia de planejamento tradicional e o PIR*

<b>Planejamento Tradicional</b>	<b>Planejamento Integrado de Recursos</b>
Enfoque na concessionária dona do parque gerador	Diversidade de recursos, incluindo as concessionárias, inclusão de outras empresas, programas de conservação e administração da carga, programas de avaliação e de melhoramento na transmissão e distribuição.

<sup>1</sup> É interessante observar a existência de um processo iterativo devido ao fato de que ações do lado da demanda modificam as previsões da mesma, conseqüentemente o montante de recursos necessários.

Planejamento interno da concessionária fundamentalmente voltado para o sistema e o departamento financeiro	Abrange vários departamentos dentro da concessionária e frequentemente os consumidores, corpo técnico das comissões regulatórias, e especialistas em energia.
Todos os recursos são da concessionária	Alguns recursos são de outras concessionárias, de pequenos produtores, produtores independentes, e de consumidores.
Os recursos são selecionados para mínimo preço da eletricidade e manter o sistema confiável.	São observados vários critérios para seleção dos recursos como: preço da eletricidade, custos dos serviços energéticos, condições de financiamento, redução de riscos, tecnologia e combustíveis diversos, aspectos ambientais, e desenvolvimento econômico.

Fonte: (HIRST, 1991)

O P.I.R. diferencia-se do planejamento tradicional na classe e na abrangência dos recursos considerados, nos proprietários dos recursos, nos organismos envolvidos no plano de recursos e nos critérios de seleção de recursos (HIRST, 1993).

#### 4.2.1 - O processo PIR.

O *Guidelines For Electric Utilities and Regulator* (HIRST, 1992), feito pelo OAK NATIONAL LABORATORY em 1992 e supervisionado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, descreve o desenvolvimento do processo PIR iniciando-se com o estabelecimento das metas que o plano de recursos deverá seguir. Estas metas em geral referem-se aos serviços oferecidos aos consumidores, manutenção dos níveis de preços, retorno aos investidores e questões referentes ao meio ambiente.

Em seguida, a concessionária desenvolve previsões de demanda. Por conseguinte, avalia os custos e os recursos ainda existentes, e identifica a necessidade de outros adicionais. Sendo assim, a concessionária tem a disposição um grande número de alternativas a serem avaliadas para satisfazer as necessidades dos serviços de energia elétrica, incluindo oferta, demanda, transmissão e distribuição e mecanismos tarifários. Os recursos de oferta incluem modificações nas plantas de geração existentes, compra de energia de outra concessionária, e/ou construção de novas plantas geradoras entre outros. Os programas de *Gerenciamento pelo Lado da Demanda* - GLD, compreendem a promoção de novos sistemas de iluminação, motores, e outros equipamentos com melhor eficiência energética, ou o controle direto da carga nos consumidores nos períodos críticos. Estes programas de GLD, constituem recursos que podem chegar a substituir a construção de novas plantas geradoras, linhas de transmissão e sistemas de distribuição.

As diferentes combinações dos recursos de oferta e demanda são então analisadas com o objetivo de verificar o quanto elas atendem e são expressivas às necessidades futuras

de energia. Estas análises são feitas através de várias suposições em torno de questões ambientais, estimativas de custo e desempenho, e as diferentes combinações possíveis dos recursos. Deste modo, as análises de incertezas ajudam a identificar o conjunto das opções de recursos que satisfaçam ao crescimento da demanda de eletricidade, sendo consistentes com os objetivos da concessionária, evitando exposição a riscos desnecessários, e satisfazendo critérios sociais e ambientais.

A Figura 4.1 representa as atividades envolvidas no processo PIR.

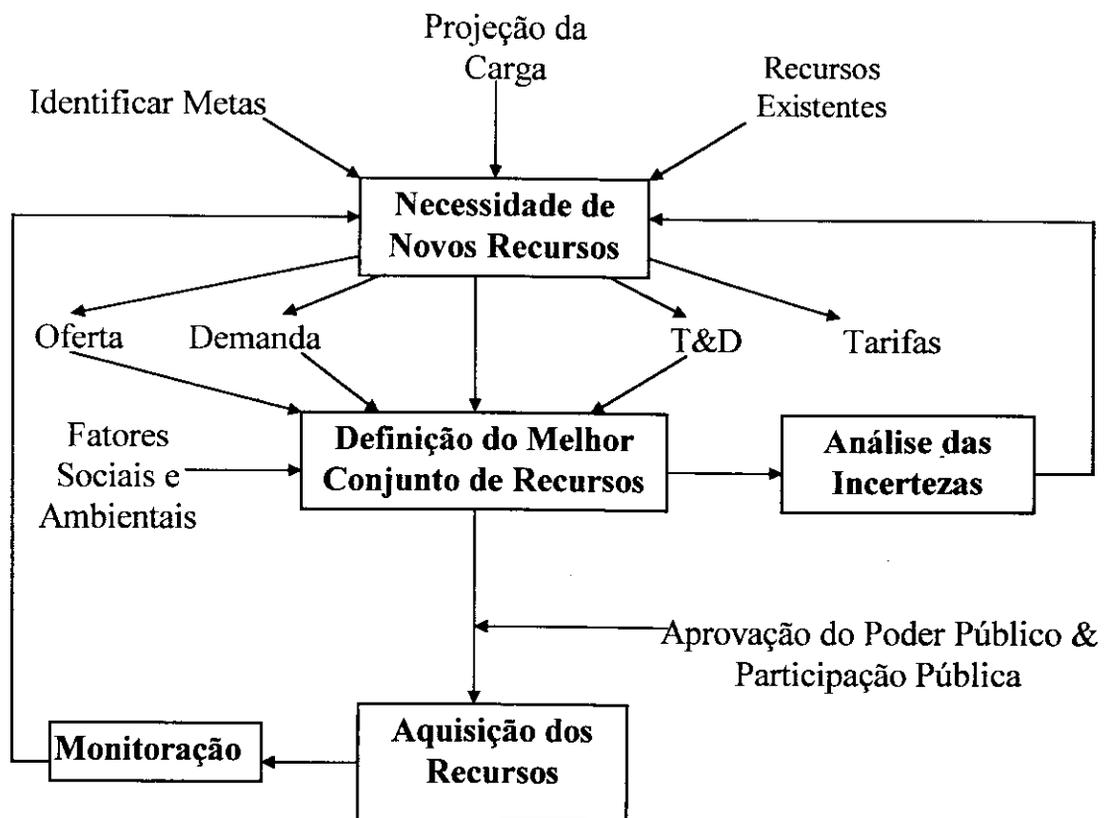


Figura 4.1 Diagrama do processo PIR.

Fonte: GUIDELINES FOR ELETRIC UTILITIES AND REGULATORS, OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY sponsored by U.S. Department of Energy

Finalmente, a concessionária prepara um relatório formal baseado nas análises precedentes e implicações públicas. Neste

relatório, são apresentados o plano de recursos escolhido e as justificativas que o consideram o melhor conjunto de recursos. Após a aprovação, o plano é implementado e os recursos adquiridos. Contudo, o plano é revisto pela várias partes envolvidas no processo, entre elas o corpo técnico das comissões regulatórias e outros participantes, tendo a concessionária a responsabilidade última para sua implementação.

Enquanto o plano está em vigor, a concessionária monitora as alterações no meio ambiente, sua implementação e as modificações. Assim, percebe-se que o PIR é um processo dinâmico com diversas reavaliações e realimentações, correspondendo aos elementos chaves que o compõem.

#### **4.2.2 - Os Componentes Básicos do Processo PIR.**

Da seção anterior, percebe-se a importância de cada etapa do processo. Desde as definições: 1) dos objetivos e critérios, onde são considerados aspectos como a evolução tecnológica, o conceito de desenvolvimento sustentável, as atuais mudanças nas estruturas da indústria de eletricidade entre outros; 2) passando pela previsão da demanda, a qual deve-se dar ênfase na metodologia de caracterização por usos finais, desagregado por setor e por tecnologia, permitindo a construção de diferentes cenários que incorporem índices da intensidade energética, taxas demográficas, etc; 3) a avaliação de todos os recursos disponíveis, tanto de oferta como de demanda; 4) e a integração de todos aspectos de produção e consumo com a participação pública indicando o conjunto mais adequado.

Compõem-se, assim, os elementos básicos que fundamentam o PIR e que também são divididos em outros, como aponta HIRST (1987). Todavia, a definição dos critérios para o desenvolvimento desses elementos, assumem um caráter preponderante na formulação do plano. A Tabela 4.2 apresenta um resumo desses elementos e suas principais características.

*Tabela 4.2 Elementos chaves do planejamento integrado de recursos.*

**Integração de recursos:**

Recursos: potência comprada, construção, produção independente de energia.  
 Transmissão e distribuição: redução de perdas, mudança nas linhas de projeto em resposta às mudanças em modelos de carga de uso final.  
 Demanda: programas de administração da carga e eficiência, retenção nas ações de mercado, promoção de conservação, projetos alternativos

**Integração dos departamentos e pessoal da concessionária:**

coordenação, cooperação, comunicação

**Explicitar o tratamento da incerteza:**

variáveis principais para considerar intervalos apropriados (valores altos/baixos, distribuição)  
 correlação em torno das incertezas variáveis  
 aplicação de métodos analíticos apropriados, apresentação e interpretação dos resultados

**Implicações públicas:**

consumidores,  
 regulações,  
 analistas externos.

**Implementação:**

aquisição dos recursos e programas do lado da demanda, dados e análises

**Continuidade do processo:**

revisão dos planos e desenvolvimento de novos planos, realimentação da parte da implementação do planejamento

---

Fonte: (Hirst, 1987)

**Integração dos Recursos**

Conformado aos conceitos o primeiro elemento do P.I.R. faz-se relevante na integração das alternativas de recursos. O “ponto chave” é que várias opções são avaliadas, incluindo um número de recursos de oferta e demanda, classificação de projetos alternativos, e redução das perdas nos sistemas de transmissão e distribuição. Estes recursos são avaliados de acordo com sua capacidade para manter e melhorar os serviços aos consumidores. Uma pesquisa de mercado adequada é necessária para informar a concessionária sobre os hábitos dos consumidores. Cada informação pode ser usada para projetos de novos programas que consiga um alto nível de participação dos consumidores, um elemento crítico para o sucesso dos programas de administração pelo lado da demanda.

Neste processo, deve-se deixar claro que, embora esses recursos sejam avaliados de forma consistente, eles possuem características diferentes como: custo total, custo por kW e custo por kWh, aceitação dos recursos pelos reguladores, interventores e consumidores, incertezas sobre o custo do recurso, contabilidade e desempenho.

### ***Integração dos Departamentos e Pessoal da Concessionária.***

Coordenação, cooperação e comunicação entre os diferentes grupos e pessoas em uma organização complexa dificultaria o êxito de um plano integrado de recursos. São necessários esforços e tempo substanciais para criar afinidade entre grupos que historicamente têm trabalhado independentemente, (HAYSIIP 1987).

A edição de um plano integrado de recursos é melhor acompanhada, (tal como a comunicação e cooperação) nas ações de bases, responsáveis pelos interesses e expressadas individualmente ou por departamentos, assegurando a propriedade e resultados do processo de planejamento.

O desenvolvimento do processo de planejamento requer um vasto entendimento da companhia e sua operação. Por exemplo, planos preparados por departamentos individuais (plano de marketing, plano financeiro, expansão da capacidade, transmissão e distribuição, etc.) devem ser coordenados entre o corpo técnico e os diretores executivos, para que os objetivos do planejamento integrado sejam alcançados. Todos estes objetivos podem melhor serem definidos e articulados através de um processo consensual, adotando um processo aberto no qual a concessionária possa facilitar a transição para uma nova cultura corporativa, que seja mais apropriada para os desafios do futuro, (BOWLES, 1987).

### ***Incertezas***

A consideração de incertezas requer inicialmente a identificação dos fatores chaves que provavelmente afetam as decisões de aquisição de recursos. Tipicamente, os fatores que

são considerados nas análises de incerteza incluem crescimento populacional e econômico (ambos afetam fortemente o aumento da carga), custo e desempenho dos recursos, preços de competição dos combustíveis, e possíveis mudanças nas regulamentações.

A análise deve decidir como associar cada incerteza com os fatores chaves identificados. Isto envolve especificação da função de distribuição, ou os limites superiores e inferiores para cada variável e contribuição da correlação associada a essa variável. Por exemplo, população e crescimento econômico estão coerentes para serem correlacionados com a área atendida pelo serviço energético. Ferramentas analíticas, tais como modelos de análise de decisões, são necessárias para testar as incertezas associadas com as estratégias de recursos alternativos. Finalmente, deve-se traçar caminhos que permitam sumarizar e apresentar resultados para os executivos das concessionárias numa maneira informativa.

### ***Implicações Públicas***

As implicações públicas estão divididas em dois componentes. Um concentra-se em obter as alternativas e revisão de planos da concessionária tendo como base os consumidores. A participação dos consumidores nos planejamentos assegura que suas preferências nos recursos de oferta e demanda serão considerados adequadamente quando as decisões forem tomadas. Como consequência, a participação dos consumidores em todo o planejamento garante que a aquisição dos recursos necessários terá maior aceitação.

O segundo componente envolve a consulta e revisão através de especialistas externos (MILLAR 1987, HAMAN 1985),

incluindo grupos que em alguns momentos intervêm nos casos considerados (e.g., organizações de meio ambiente, grupos representado consumidores residenciais e industriais, grupos de baixa renda). Como resultado, discussões informais e revisões dos planos podem identificar de maneira geral os participantes, e assim reduzir a distância e a intensidade das discordâncias.

### ***Implementação***

O plano deve fornecer decisões combinadas para ser profícuo. Uma proposta chave do processo de planejamento deve ser um conjunto de recomendações específicas para implementação em tempo curto nas aquisições futuras de recursos e programas do lado da demanda, e recomendações nas análises e coleta de dados.

É relevante a implementação de programas piloto, do lado da demanda, para obter informações para suporte nas decisões envolvendo acréscimos no sistema. Similarmente, dados adicionais podem ser requeridos na localização dos recursos de oferta, local, preparação, custos de construção, custos de combustíveis, e restrições ambientais.

### ***Continuidade do Processo.***

Alguns planos certamente serão usados por um tempo limitado, enquanto um evento não previsto o tornar obsoleto. No entanto, o processo de planejamento deve estar sempre em andamento. Como eventos externos alteram o andamento do plano, este sofrerá modificações de acordo com a metodologia. Assim como informações adicionais dos vários recursos e seus custos serão necessários, haverá também estratégias especiais

para as mudanças. Por essa razão, o processo de planejamento, os participantes, e métodos analíticos permanecem flexíveis.

### **4.3 - Necessidade de Implantar o P.I.R.**

Até pouco tempo no Brasil, a projeção da demanda de energia elétrica era feita com análises de tendências manifestadas no passado, o crescimento econômico no futuro não era questionado de maneira eficaz, as obras de geração e transmissão eram concebidas e implantadas, em sua maioria, com o único objetivo de produzir energia elétrica e o seu transporte para os centros consumidores. Reforçando essa idéia determinística de planejamento, estava o critério de suprimento adotado, que se baseava na definição da máxima carga que o sistema poderia garantir, sem déficits, considerando a repetição de todo o histórico de afluências naturais, conhecido como critério da energia firme. Pode-se dizer que o setor energético era considerado isolado da sociedade.

A crise econômica da década de 80 trouxe um questionamento do setor energético em relação à economicidade e oportunidade de suas obras, implicando diretamente em seu modelo de planejamento vigente. A crise, no entanto, é um indicativo da necessidade de mudanças nas metodologias e procura de novos caminhos para o desenvolvimento, ao mesmo tempo em que há a oportunidade de discutir o modelo institucional, refletindo a necessidade de um relacionamento mais participativo com a sociedade.

Nos países em desenvolvimento, como o Brasil, além das questões referentes aos conceitos e uso eficiente dos recursos energéticos, os altos custos da construção de novas usinas, a

necessidade de considerar os problemas ambientais no planejamento, a possibilidade da participação pública, as mudanças na regulamentação vigente e também o processo de internacionalização da economia, fazem com que a busca de recursos alternativos e de um planejamento voltado para a eficiência energética nas opções de oferta e demanda visando o mínimo custo sejam alguns dos aspectos que o setor elétrico deve levar em consideração numa nova abordagem de planejamento.

As metodologias caracterizadas por integração de recursos que minimizem custos podem significar uma alternativa notável para a mudança dos métodos tradicionais até agora utilizados, e que já não correspondem às necessidades de conciliar o atendimento à demanda requerida com fatores que dizem respeito à qualidade, impactos ambientais e custo efetivo.

De maneira simples a Figura 4.2 mostra as etapas do planejamento de recursos tradicionalmente utilizado, e a Figura 4.3 as envolvidas no PIR .

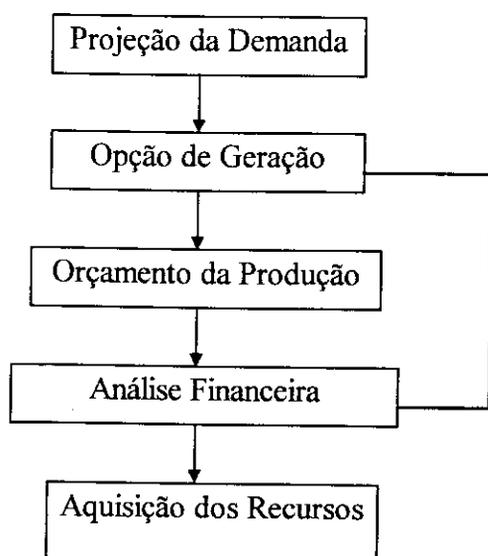


Figura 4.2 Planejamento tradicional.  
Fonte: (Eto, 1990)

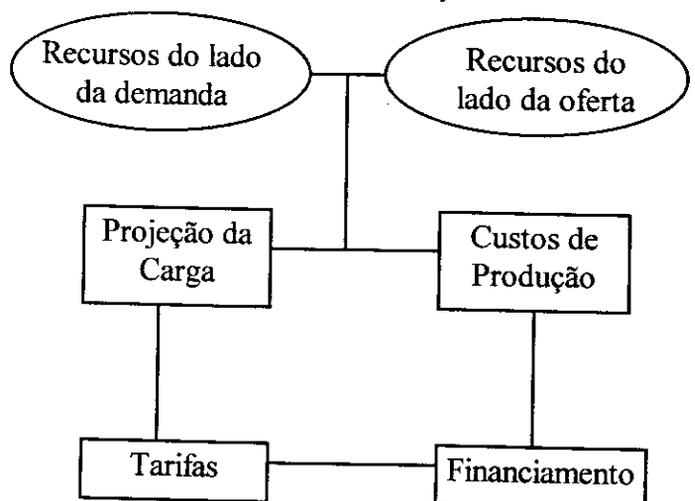


Figura 4.3 Elementos de PIR.

O que se espera com a introdução do PIR é que, considerando em seu contexto temas até então negligenciados pelo planejamento tradicional, essa nova abordagem permita encontrar soluções mais satisfatórias através de considerações que dizem respeito ao lado da carga, suprimento e usos finais.

#### **4.4 - Projeção de Demanda.**

“Planejar implica antecipar o futuro.” No entanto, antecipar significa considerar a incerteza que qualquer prognóstico possui, e esta não deve inviabilizar a antecipação. Eliminar completamente a incerteza associada a sistemas sócio-econômicos através de um conhecimento da realidade se torna impossível devido ao número excessivo de variáveis que os compõe. Todavia, a delimitação dos danos causados pela incerteza, por meio de estratégias que garantam resultados aceitáveis com uma incerteza tolerável, e com decisões tomadas que possam ser reformuladas sem custo excessivo, geralmente provocam conflitos com outros objetivos do planejamento, em função crescente da incerteza que se deverá compensar (ARAUJO, 1988).

Existem duas abordagens para a redução ou delimitação da incerteza, uma que considera a incerteza como uma variável extrínseca ao sistema, que é chamada de previsão clássica. E outra chamada de previsão prospectiva, a qual considera a incerteza como inerente ao processo.

Em uma breve apreciação da previsão clássica constata-se que esta é mecanicista, pois supõe que o sistema possui um

comportamento identificável com relações e parâmetros a descobrir ou aproximar, (GODET, apud ARAUJO 1988). Nesta abordagem, a incerteza provém da incapacidade que o observador tem de estimar com precisão suficiente as quantidades relevantes. Assim, conclui-se que a previsão clássica possui uma dinâmica determinística, é obtida através de regressões, onde a incerteza é considerada como sendo um resíduo aleatório. O que se pretende fazer é prever um comportamento médio com uma lei de probabilidades para variações em torno da média (ARAUJO, 1988).

A previsão prospectiva surge a partir de uma nova abordagem da dinâmica do sistema. Embora a previsão clássica considerasse variações nas relações e parâmetros do sistema, estas só poderiam ocorrer se fossem lentas, transparecendo a necessidade de se manter a estrutura do comportamento; de um outro ponto de vista, a previsão prospectiva propõe a possibilidade de alterações estruturais no horizonte de planejamento. Ou seja, a previsão prospectiva estabelece projeções diferenciadas segundo hipóteses de base.

Em seu trabalho, ARAUJO (1988), chama a atenção para a função da previsão, que passa a ser a de estruturar um conjunto de evoluções alternativas e não mais a de identificar a dinâmica do sistema. Pode-se, então, definir a previsão prospectiva como sendo uma "criação do futuro", estimando que existam vários futuros possíveis e qualitativamente distintos. O que faz surgir os cenários que de alguma forma representam uma projeção condicional da evolução do sistema. No desenvolvimento deste capítulo, o método dos cenários será tratado como alternativa para as previsões de demanda para o setor elétrico.

#### **4.4.1 - A Projeção de Demanda no Setor Elétrico.**

A previsão da demanda de eletricidade é o ponto inicial do processo de planejamento. E a escolha da metodologia para obtenção dessa projeção é fundamental para o sucesso do plano.

Em geral as concessionárias utilizavam modelos econométricos para desenvolver suas previsões de demanda. Esses modelos são caracterizados por sua formulação estatística. Poderiam estatisticamente relatar o consumo de energia através de algumas variáveis explanatórias como o preço da eletricidade, a atividade econômica entre outras. As concessionárias muitas vezes preferem modelos econométricos devido à menor necessidade de dados do que para um modelo de usos finais por exemplo, e à precisão dos resultados poder ser quantificadas através de suas propriedades estatísticas.

No Brasil, a metodologia utilizada<sup>2</sup> pela Eletrobrás embora contemple perspectivas de conservação de energia, que é levantada considerando aspectos de usos finais, as políticas de conservação são avaliadas através de curvas logísticas. Estas curvas são utilizadas em geral para avaliar a penetração de inovações tecnológicas, não considerando questões de hábitos e posse de equipamentos de acordo com as características de cada região. O modelo é voltado para o estabelecimento da demanda futura através de cenários macroeconômicos, os quais levam em consideração aspectos como o crescimento do PIB e perspectivas de evolução dos preços dos energéticos.

Os modelos econométricos agregam todo o setor<sup>3</sup> como um conjunto de classes de consumidores, já os modelos de usos

---

<sup>2</sup> Ver seção 4.5

<sup>3</sup> Comércio, residencial, industrial, etc.

finais o desagregam. Estes últimos modelos caracterizam a classe de consumidores através da análise individual dos usos finais de eletricidade, como: iluminação, refrigeração, ar condicionado, etc. A primeira vantagem a se observar nesses modelos é o detalhamento que permite aos analistas entender os fatores que afetam as mudanças no uso da eletricidade.

Para o PIR, a necessidade de dados mais realistas se faz presente em seus fundamentos, exigindo assim a adoção da metodologia de usos finais, a qual permitirá o uso da técnica de cenários para uma apresentação da demanda de tal modo que seja possível analisar diferentes perspectivas futuras.

#### **4.4.2 - O Método de Cenários.**

Nesta seção, apresenta-se elementos da teoria de cenários, aqui o objetivo é somente mostrar alguns conceitos básicos e tipos de cenários existentes para que a discussão posterior seja facilitada.

Para o planejamento, como foi mostrado na Seção 4.4, um cenário tem uma definição operacional, sendo uma projeção condicional da evolução de um sistema, desde que existam vários “futuros viáveis e qualitativamente distintos” (ARAUJO, 1988).

A finalidade de um estudo de cenários é organizar, sistematizar e delimitar as incertezas explorando sistematicamente os pontos de mudança ou manutenção dos rumos de uma dada evolução das situações, caracterizando-as e posicionando-as no tempo.

Assim, pode-se distinguir em um cenário as hipóteses de base e suas consequências. As hipóteses de base podem referir-se a elementos de controle do decisor, que são as opções políticas, ou elementos contextuais que são fatores que escapam ao controle do decisor. É possível então visualizar os três componentes de um cenário: uma política, um contexto, e as consequências da política agindo num dado contexto (ARAÚJO, 1988).

Assim como as hipótese de base estão divididas entre contexto e políticas, os cenários podem se classificados de acordo com sua finalidade.

### ***Cenários Evolutivos***

Esses cenários são em geral utilizados para decisões no curto e médio prazo. São cenários que visam descrever as trajetórias do sistema em estudo, a partir do presente até o horizonte desejado. Os efeitos são observados no médio e longo prazos, e o enfoque é dado na viabilidade e continuidade do processo.

### ***Cenários Antecipatórios***

Esses cenários visam descrever um estado futuro do sistema, sem a preocupação com uma trajetória qualquer que ligue o estado atual com o desejado. Como estão destinados a um futuro muito distante, supõem-se que este prazo é suficiente para vencer as dificuldades.

### ***Cenários Tendenciais***

É considerado cenário tendencial aquele em que as medidas tomadas apenas sejam uma variação natural das políticas existentes. Nesses cenários são consideradas os mesmos elementos de políticas e contexto do passado, salvo algumas atualizações.

### ***Cenários Alternativos***

São cenários que são caracterizados pela investigação de ações que alterem qualitativamente as políticas atuais. Seu objetivo é analisar estas alterações.

### ***Cenários Contrastados***

Estes cenários tem o objetivo de verificar o quanto os resultados são consistentes em relação ao cenário de referência, mediante as variações de política e contexto.

### ***Cenários Exploratórios***

São cenários que tem o objetivo de investigar diferentes combinações de políticas e contextos.

### **Cenários Normativos**

Para estes cenários, os objetivos são pré-estabelecidos, e de acordo com cada contexto procura-se determinar as políticas necessárias para atingir tais objetivos.

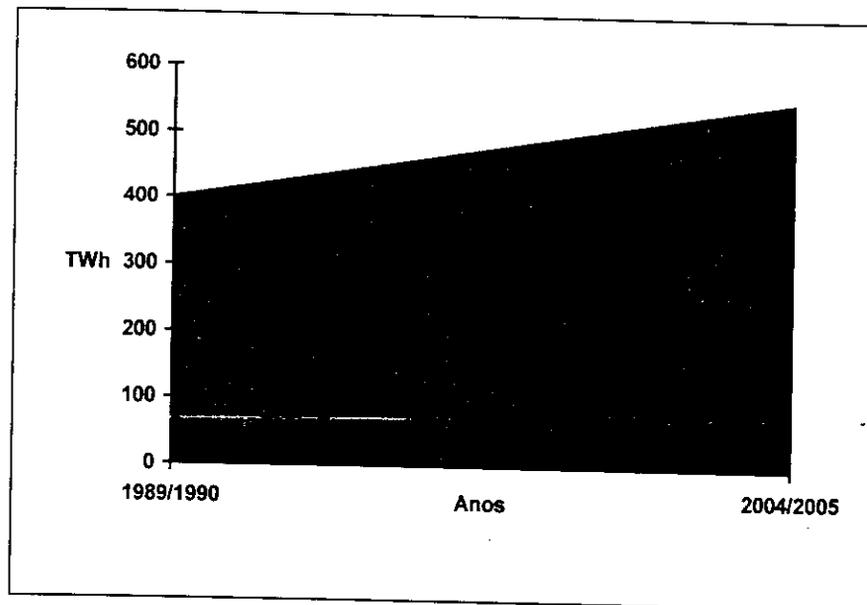
Nas avaliações do planejamento energético, especificamente nos programas de conservação de energia, a teoria de cenários é relevante na medida em que as decisões a serem tomadas para atingir o futuro projetado, no consumo de energia, são comparadas de maneira distinta embora elaboradas com a mesma metodologia. Sendo assim pode-se identificar as decisões que refletem as políticas estabelecidas para cada cenário ou indicar a existência de alternativas, a longo prazo, viabilizadas a partir de mudanças de decisões, ou medidas e políticas necessárias.

Nesta etapa do planejamento o que se pretende é avaliar o impacto dos fatores socioeconômicos e estruturais (distribuição de renda, crescimento populacional, etc.) e dos parâmetros de eficiência no consumo de energia (eficiências e taxas de utilização dos serviços energéticos oferecidos), sobre a demanda futura. Uma vez que existem diferentes programas de conservação de energia, espera-se efeitos distintos em relação ao mercado de energia.

Vários programas de conservação de energia propõem a substituição de tecnologias já existentes por outras mais eficientes. Estes modelos podem gerar estimativas futuras através de relações que diz respeito ao crescimento do setor de consumo e PIB, ou mesmo no número de usuários de uma dada tecnologia e a intensidade com que é utilizada. Um aspecto importante, na elaboração dos cenários que indicarão como e

quanto destas tecnologias serão propostas, é o fato que deve-se discriminar e discretizar por setor de consumo e por tecnologia de uso final. Visto que ao cenário cabe o papel de apresentar propostas que irão dar subsídios ao planejamento global de como, onde e quanto alterar obtendo-se custo efetivo e qualidade de serviço.

De uma maneira geral, na Figura 4.4, pode-se esquematizar a participação no consumo de energia das tecnologias eficientes e convencionais. A partir do início de um programa que considera uso dos equipamentos, mais eficientes, disponíveis em cada ano para substituição dos obsoletos e para satisfazer o crescimento vegetativo.



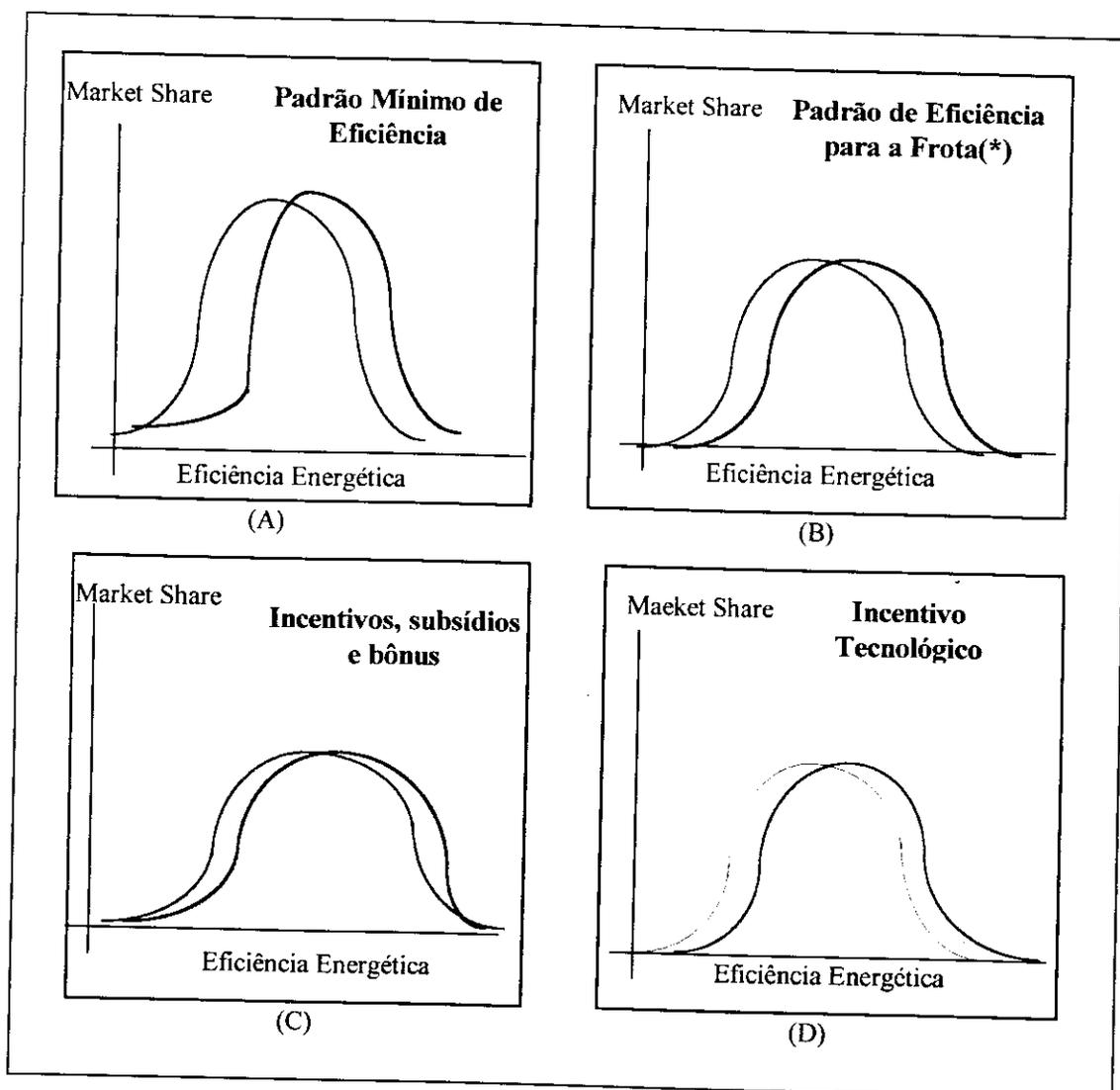
Fonte: SAUER, 1994.

Figura 4.4 - Participação de equipamentos eficientes e convencionais no consumo de energia.

A vida útil dos equipamentos é de 20 anos e a projeção do consumo é feita para 15. Nota-se que após 15 anos 75% dos equipamentos serão substituídos, também foi considerado que no início a distribuição das idades dos equipamentos é uniforme. Além do que as características dos equipamentos

eficientes guardam relação com os programas de conservação que forem implementados (SAUER, 1994).

Supondo-se um programa de padrão de eficiência mínima, e mesmo que as normas de eficiência excluam do mercado legal os equipamentos fora das especificações, alguns ainda permanecem. Deste modo, o ponto mínimo da curva de eficiência média continua semelhante ao da situação anterior, ou seja ausência de normas. Como consequência há um aumento na média de todos os equipamentos penetrando no mercado, conforme a Figura 4.5



Fonte: SAUER, 1984.

Figura 4.5 - Análise da distribuição da eficiência tecnológica do mercado para diferentes cenários.

Nota: (\*) - conjunto de equipamentos vendidos por fabricantes, ou pelo conjunto da indústria.

Para o caso da imposição de padrões à frota, “a média de equipamentos vendidos pelo fabricante deve cumprir um certo mínimo”, proporcionando que haja um deslocamento positivo de eficiência mínima, máxima e média. Ou seja, ocorre um deslocamento positivo de toda a curva de distribuição das eficiências (SAUER, 1994), conforme a Figura 4.4 (B).

Na Figura 4.4 (C) apresenta-se o caso de um programa de incentivos, subsídios e bônus. Estes consistem em medidas que incentivam o consumidor adquirir equipamentos mais eficientes. Devido à utilização de equipamentos mais eficientes por parte dos consumidores que visam os benefícios dos incentivos oferecidos, as eficiências mínimas e máximas dos produtos oferecidos no mercado se mantêm similares às do anterior.

Um outro programa possível de ser implantado é o de incentivo tecnológico. Observa-se um deslocamento positivo da média, conforme a Figura 4.4 (D). O ponto da eficiência mínima se mantêm como no anterior, visto que a adesão aos programas são voluntárias sem exclusão compulsória de nenhum produto. O resultado é um deslocamento para níveis de maior eficiência do ponto máximo e da média.

#### **4.4.3 - Análise Orientada para os Usos Finais de Energia**

O consumo de energia não depende exclusivamente do nível sócio-econômico de uma sociedade, mas também da eficiência das tecnologias e processos empregados no consumo. O método dos usos finais permite um detalhamento sobre a maneira como a energia é consumida, indicando soluções possíveis para a minimização deste consumo. A vantagem do

método é a flexibilização e transparência que permite definir, para cada caso, quais são as características dos equipamentos de uso final e os hábitos de consumo envolvidos no processo.

Uma análise orientada para os usos finais de energia considera o atual uso da energia ou os serviços oferecidos, tais como iluminação, refrigeração, mobilidade, etc. Por considerar detalhes técnicos e econômicos dos equipamentos utilizados e de alternativos, poderá indicar medidas que permitam encontrar uma demanda futura para serviços energéticos mais realista. Essas medidas podem ser classificadas em três diferentes grupos:

- equipamentos mais eficientes
- sinergia, tecnologias que permitam diversos usos finais serem utilizados simultaneamente (cogeração )
- novas opções de oferta, enfatizando energias renováveis e a descentralização dos recursos

As análises por usos finais consideram estas alternativas, assim como as tecnologias convencionais, objetivando um conjunto ótimo de opções de oferta centralizados ou descentralizados, renováveis ou não. Priorizando as medidas de eficiência energética por custo efetivo e sinergia de conversão. Este método tem por objetivo identificar uma energia futura que é menos intensiva em capital e recursos, e mais favorável ao meio ambiente.

A técnica de usos finais permite uma comparação econômica da eficiência energética e as alternativas de oferta, desenvolvimento de cenários combinando várias opções para encontrar a demanda futura de energia, avaliação de políticas para promover a eficiência energética, e a avaliação de impactos ambientais das opções de oferta e medidas de conservação.

Em síntese, uma análise orientada para os usos finais da energia requer:

- uma estimativa do consumo de energia em cada uso;
- uma avaliação das tecnologias utilizadas atualmente;
- informações sobre as alternativas, eficiência energética e seus custos;
- informações econômicas das tecnologias alternativas de geração de energia;
- projeção da demanda futura de energia em cada categoria de uso final;
- um procedimento para encontrar um conjunto ótimo de tecnologias de conservação e oferta, que possam satisfazer os requerimentos futuros de energia com mínimo custo social.

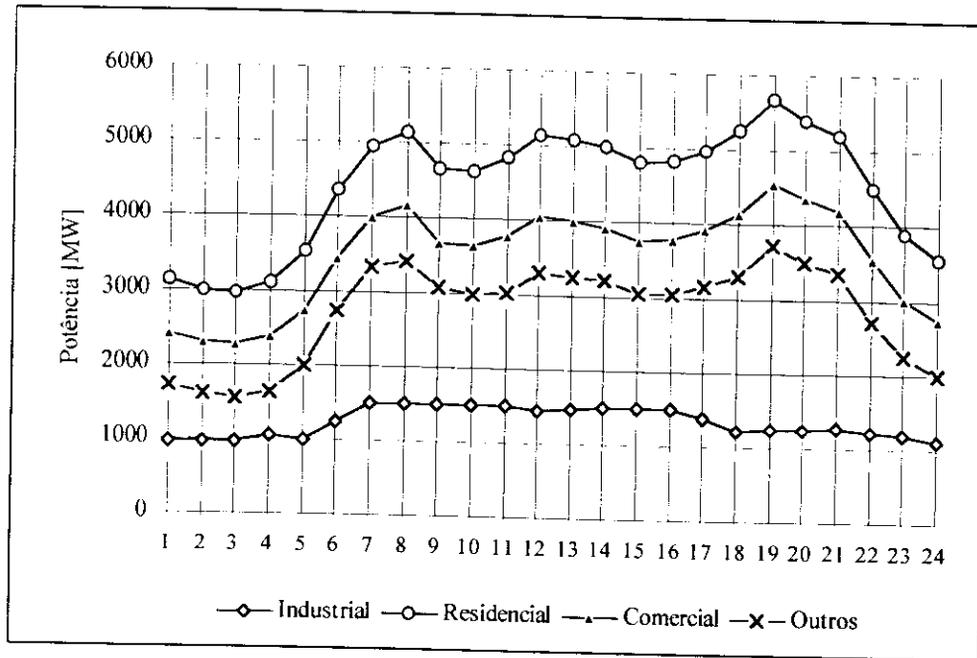
Pela metodologia baseada na análise dos usos finais, verifica-se que a eficiência energética é uma alternativa significativa para o planejamento energético. Em particular, no caso da eletricidade, a energia economizada não é somente um elemento de um programa de administração efetiva da eletricidade, visto que, a eletricidade não pode ser estocada em grande quantidade. A geração deve atender a demanda integralmente, e a máxima demanda de pico para potência é muitas vezes tão importante como o total de energia elétrica usada. Deste modo, a administração da carga e a conservação de energia devem ser consideradas conjuntamente; isto requer técnicas analíticas adicionais para um planejamento e administração efetivas.

#### **4.4.3.1 Análise do Consumo de Energia Através dos Usos Finais.**

Em uma análise do consumo de energia que utilize a técnica de *usos finais*, a etapa inicial corresponde à identificação dos usos finais mais importantes. O objetivo é identificar quais são os de maior consumo, onde existe um grande potencial de conservação, e onde as medidas de conservação possuem custos relevantes. Uma vez identificados, é preciso estimar o consumo total de eletricidade em cada um dos usos finais. Com os totais estimados, analisa-se como o consumo de energia está distribuído entre os grupos de consumidores e os diferentes equipamentos para cada serviço energético.

Verifica-se, então, que identificar os serviços energéticos mais significativos e estimar suas magnitudes relativas são dois aspectos de um mesmo processo e são consideradas de maneira semelhante para metodologias diferentes. No entanto, as metodologias utilizadas podem conduzir a resultados não satisfatórios, dependendo da forma como os modelos considerem a estrutura econômica e o detalhamento das tecnologias utilizadas.

Em geral, as metodologias para estimar o consumo de energia para os diferentes usos são baseadas em dados já disponíveis, como: os dados de venda de eletricidade por tipo de consumidor, venda de equipamentos e níveis de saturação, etc. Essas análises, baseadas em dados agregados, são chamadas de análises *top-down*. Esta metodologia é melhor aplicada quando os dados disponíveis forem a nível nacional, ou então a um nível mais agregado.



Fonte: Metodologia para Caracterização dos Usos Finais de Energia no Setor residencial: O caso da Empresa de Energia de Bogotá. (CABALLERO, 1995)

Figura 4.6 - Curva de Carga Típica Agregada por Setores de Consumo.

Os modelos conhecidos como *bottom up* requerem estudos de amostras estratificadas dos consumidores e equipamentos de uso final. Isto inclui questionários baseados em levantamentos, auditorias energéticas e medidas diretas do consumo de energia por uso final. Os levantamentos de dados são sintetizados para se obter valores agregados do consumo de energia por setor e uso final, agregados sobre todo país ou área de atendimento da concessionária, e como o consumo está distribuído ao longo dos diferentes usuários com cada setor. Nota-se que esta metodologia não é simplesmente um exercício estatístico, mas um propósito específico, que é o de identificar oportunidades para aumento da eficiência energética.

Para uma proposta de técnica de planejamento como o PIR, que considere a conservação de energia um recurso, faz-se necessário uma metodologia que considere estudos individuais

dos setores de consumo<sup>4</sup> e dos equipamentos de usos finais. A Figura 4.7 representa a distribuição setorial para o consumo de eletricidade no Brasil em 1994.

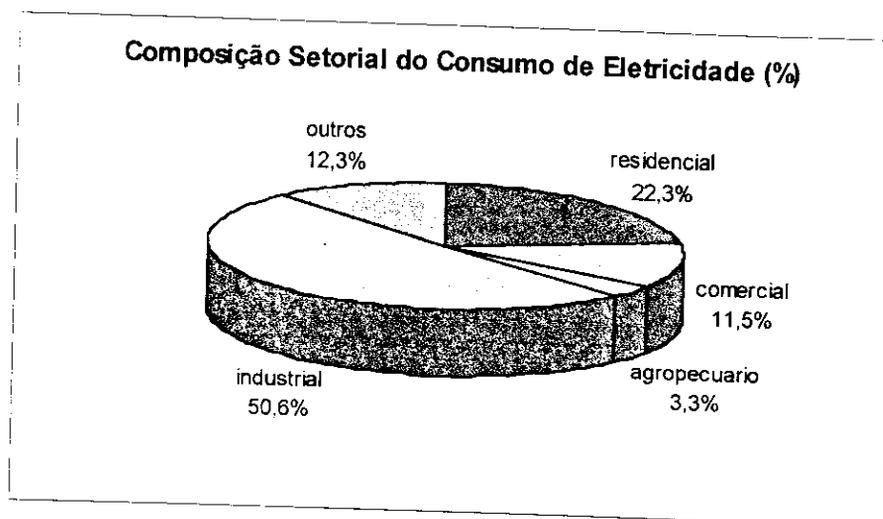


Figura 4.7

Fonte: Balanço Energético Nacional -MME-Brasil-1994

A desagregação dos setores é considerada, visto que um setor pode corresponder a vários níveis de produção, o que corresponde a vários níveis de consumo, dependendo do grau de sofisticação do produto. DUTT (1993) destaca alguns aspectos básicos desta metodologia:

- caracterização global do uso da eletricidade, por uso final ou categoria de serviço energético, dividido por setor e subsetor;
- a variação no uso da eletricidade entre os diferentes usuários;
- o tipo de equipamento e a eficiência, como comparar alternativas;

<sup>4</sup> Refere-se aos modelos *bottom up*

- entre outros fatores, que o uso de equipamentos eficientes pode afetar no consumo de energia, estão: processos de escala e taxa de produção (setor industrial), preço da energia (agricultura), impostos (setor residencial), horas de uso (setor comercial), etc.

Além destes, outros aspectos essenciais, para a formulação de programas de mínimo custo para o uso de eletricidade, devem ser abordados;

- a variação no tempo do consumo de energia por uso final, análise no pico, fora do pico, e a demanda na base;
- o fator de carga do equipamento de uso final, e sua contribuição para a transmissão e distribuição de cargas.

Alguns pontos importantes em uma estimativa de consumo a partir dos usos finais de energia, por setores e subsetores de consumo, merecem destaque como:

### **Setor Industrial;**

A análise do uso da eletricidade na indústria pode ser feita de duas maneiras: por setor industrial ou por uso final. A primeira é quase que direta e considera o total de eletricidade consumida em um conjunto de indústrias representativas dos diferentes subsetores. Já a análise por uso final, usualmente inicia-se com um estudo mais detalhado para um conjunto de

indústrias em um subsetor, cujo objetivo é determinar e quantificar quais usos finais consomem mais eletricidade.

É conveniente classificar as indústrias em subsetores para o levantamento dos usos finais, pois:

- as plantas industriais em um dado subsetor podem ser similares em um subsetor outro, mas podem ser diferentes em outro;
- programas para melhorar a eficiência energética muitas vezes são específicos para subsetores;
- exigem uma classificação de acordo com as categorias de usos finais.

Em geral, os principais equipamentos de uso final no setor industrial são os motores elétricos, equipamentos para eletrólise, iluminação e fornos.

Os motores elétricos formam uma categoria singular de equipamentos de uso final na maioria dos países. São usados para muitos propósitos e uma etapa importante da análise de usos finais é a determinação da distribuição do uso de energia entre os diferentes usos. Os mais importantes são: uso em bombas, compressores e ventiladores.

Para os fornos e equipamentos utilizados em eletrólise, o consumo é estimado com base em:

- na determinação do consumo específico de energia para diferentes tecnologias usadas na indústria;
- no total da produção utilizando cada uma das tecnologias

Um outro aspecto importante a ser analisado no setor industrial são as opções disponíveis para co-geração. O

combustível queimado para produzir calor pode primeiramente ser usado para gerar eletricidade ou energia mecânica, no entanto, isto não é uma medida de conservação de eletricidade, mas de energia e pode ser um elemento importante na estratégia para reduzir os custos de suprimento.

### **Setor Agrícola**

Nos países em desenvolvimento, o consumo de eletricidade no setor agrícola representa uma parcela pequena do consumo global. Entretanto, os indicadores mostram sempre um aumento na produção e uma modernização nos meios, o que implica em aumento do consumo de eletricidade, água e combustível. As medidas de conservação devem também considerá-los, e um exemplo que pode ilustrar a aplicação da técnica de usos finais para este setor são as bombas utilizadas para irrigação.

As bombas utilizadas na irrigação representam uma categoria "grande" de uso final de eletricidade, tendo sido já demonstrado em muitos trabalhos, possuírem um amplo potencial de conservação. Tendo em vista o potencial, tornam-se necessários políticas de intervenção para uso eficiente e melhoria tecnológica. Desenvolver as estratégias requer uma análise completa, indo além das considerações técnicas.

O levantamento do uso da energia na agricultura deve ser conduzido em um número representativo de bombas de acordo com cada região, abordando questões como:

- como estão distribuídas as bombas? Quantas estão abaixo de 1 kW? Quantas estão entre 1 kW e 2 kW etc?
- qual é o número de horas de uso por bomba? Como

- se divide para bombas de diferentes capacidades?
- qual grupo de bombas é usado e qual a eficiência típica de um motor de uma bomba? (e da bomba também, bem como do dispositivo de acoplamento entre motor e bomba, e das tubulações envolvidas)
- qual é o custo da eletricidade para irrigação por bombeamento comparado com outros custos para agricultura?
- como o custo da eletricidade na irrigação varia para as diferentes regiões, por tipo de colheita e área concedida?
- como o horário de uso e as estações do ano afetam o uso das bombas? Isto será importante para conhecer os impactos das bombas no pico da demanda.

O bombeamento de água em alguns lugares também pode ser feito com bombas que utilizem motores a diesel ou também operar com biogás, então, a análise deve também considerar as possibilidades de alteração nas fontes de energia existentes e nos recursos de biomassa.

Nota-se que estas questões não poderiam ser resolvidas usando uma metodologia do tipo *top-down*, pois para esse setor uma análise energética deve ser conduzida com um número representativo de bombas em cada área, para que se mostre como a energia é utilizada em bombeamento.

### **Setor Comercial**

Pouco se tem feito para avaliar o consumo de eletricidade no setor comercial, que na maioria dos países em

desenvolvimento apresentam índices de consumo relativamente pequenos, mas que no futuro poderá ser mais representativo.

No setor comercial, um estudo preliminar pelo qual se possa dividir em um número de subsetores e a caracterização do consumo de cada subsetor, representa a primeira etapa de um levantamento da demanda por usos finais. A tarefa subsequente consiste numa representação geral do tipo de construção (edifício, sala, casa, etc.) utilizado por cada subsetor. Então, inicia-se a caracterização dos serviços mais significativos no consumo: em geral a iluminação, é particularmente, o serviço de maior importância, seguido pelo serviço de condicionamento de ar. Outro aspecto importante a ser observado, diz respeito à programação de horário nos estabelecimentos comerciais, onde constata-se que é muito regular, e também a variações no consumo de energia, principalmente, com as estações do ano.

Nitidamente, um simples procedimento de diagnóstico no qual o consumo de energia é considerado estritamente ligado às necessidades funcionais de ocupação de espaço e a poucas tarefas específicas que exigem um consumo próprio de energia variável, poderia ser adaptado ao setor comercial para estimar o consumo de energia através dos usos finais.

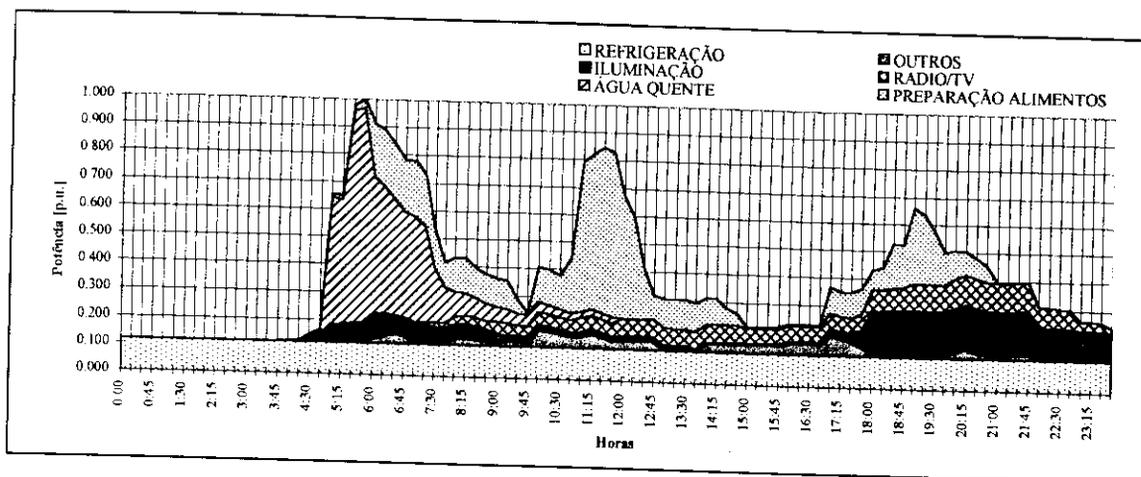
### ***Setor Residencial***

Para o Brasil, a parte correspondente ao setor residencial no consumo total de eletricidade, tem apresentado nos últimos balanços, uma taxa de crescimento constante. Além disso, o consumo de eletricidade no setor residencial depende de alguns fatores, como as variações geográficas, e mais ainda das variações culturais para cada região.

Os dados de consumo de energia podem ser obtidos por diferentes metodologias, entretanto, o balanço energético apresenta somente valores altamente agregados, não colocando à disposição informações individuais em relação ao uso final da energia. Embora esses dados sejam estatisticamente válidos, o consumo de energia mostrado não contém detalhes necessários para uma análise dos usos finais. Faz-se então necessário o desenvolvimento de uma metodologia que seja capaz de suprir essa carência.

Um estudo do consumo de eletricidade para o setor residencial, onde a posse e o uso dos equipamentos de usos finais como eletrodomésticos e iluminação são analisados, deve ser elaborado na forma de um levantamento que considere todos aspectos do uso da energia.

Nota-se como sendo elementos essenciais na elaboração da curva de carga as informações referentes aos equipamentos de uso final e os hábitos de consumo. A construção da curva de carga baseada em usos finais, consiste em uma das etapas mais importantes no processo PIR, pois pode-se avaliar os benefícios relativos aos programas de conservação de energia, eficiência energética e administração da carga. A curva de carga diária por usos finais (Figura 4.8) representa a variação horária de cada um dos usos finais que conformam a curva de carga total para um determinado setor ou classe de consumo.



Fonte: Metodologia para Caracterização dos Usos Finais de Energia no Setor residencial: O caso da Empresa de Energia de Bogotá. (CABALLERO, 1995)  
 Figura 4.8 - Curva de Carga por Usos Finais.

CABALLERO (1996), em seu trabalho sobre caracterização dos usos finais de energia no setor residencial, chama atenção para o grau e número das informações necessárias, sendo essas de responsabilidade dos analistas: a quantidade de dados e a confiabilidade dos mesmos para processos estatísticos e precisão nas medidas. Fica claro que a questão principal está na “caracterização quantitativa e temporal dos diferentes usos da eletricidade nas residências”. Esta é representada pela Curva de Carga por Usos Finais.

#### 4.4.3.2 Perfil da Demanda de Eletricidade Através dos Usos Finais.

Na oferta de eletricidade a quantidade de potência disponível assume importância significativa assim como o consumo de energia.

Para caracterizar a demanda<sup>5</sup> descreve-se a variação da potência no tempo<sup>6</sup>, entretanto um estudo da demanda é muito mais do que medidas estatísticas. Faz-se necessário estudos que indiquem como a potência varia entre os diferentes usos, tanto quanto da avaliação que a concessionária deve fornecer. De modo que a capacidade de geração, as linhas de transmissão assim como as linhas de distribuição devem ter capacidade para atender a demanda no pico.

As variações na demanda são resultados das programações de operações das fábricas e escritórios, flutuações na disponibilidade de luz do dia, e variações climáticas (uso de equipamentos de refrigeração e aquecimento). Sendo que todos esses aspectos podem ser avaliadas por ciclos sazonais.

A caracterização da demanda pode também ter um papel muito mais ativo, no qual a concessionária possa alterar o perfil da demanda para reduzir custos de geração. Estratégias para o deslocamento do pico da demanda, e conseqüentemente reduzir o consumo, são de grande interesse para o planejamento da conservação de energia. Medidas efetivas de administração da demanda incluem incentivos para alterar os períodos de consumo, uma vez que muitas concessionárias sofrem déficit de oferta durante determinados períodos do ano.

Em geral as concessionárias consideram as variações da demanda no tempo através de registros históricos da eletricidade oferecida para atender a demanda, separando esta em componentes setoriais. Algumas categorias de tarifas incluem um contrato de demanda, por kW de demanda máxima, para o acréscimo de uma carga por energia consumida. O contrato de demanda é baseado nas variações da demanda

---

<sup>5</sup> A demanda de potência é também chamada de carga.

<sup>6</sup> Seção 2.4.1

máxima sobre o período contratado. O que não diz muito sobre a variação da demanda no tempo.

A utilização do contrato de demanda está restrita aos grandes consumidores, os quais possuem um medidor separado que registra a máxima demanda em intervalos de 15 ou 30 minutos em geral. E na avaliação desses consumidores utiliza-se o fator de carga, que é baseado no consumo total de energia e o consumo no pico para o período contratado, que tipicamente corresponde a um mês.

Embora o fator de carga possa ser calculado para cada mês, ele por si só ainda não é suficiente para expressar a contribuição do usuário no pico. Para uma avaliação mais precisa é indispensável a análise de mais dois aspectos: quando ocorre o pico e como está distribuída a demanda ao longo do período. O primeiro é importante para o conhecimento da coincidência do pico da demanda com outros usuários, e o segundo na precisão.

Uma maneira de se obter uma estimativa grosseira de como está distribuído o perfil da demanda entre os diferentes setores, é apresentada no trabalho de Dutt G. (1993), onde num estudo feito pela *Calcuta Electric Suply Corp.* (CESC), utilizou-se da variação da carga para um dia normal e um domingo para estimar o seu perfil para os setores industrial, comercial e consumidores domésticos. As diferenças entre os dias normais da semana e os sábados e domingos sugere a presença ou ausência de determinados grupos de consumidores. E o consumo durante os feriados, quando outros usuários estiverem ausentes, podem também serem usados para estimar a contribuição relativa dos diferentes setores da demanda total.

Na seção 4.4.3.1 constata-se que o consumo individual de energia para um equipamento de uso final é adicionado ao consumo total da categoria a que pertence o uso final

correspondente. Já os perfis de demanda para o mesmo equipamento são similares mas não idênticos. Ou seja, a demanda combinada de dois equipamentos é menor do que duas vezes a demanda individual. A não coincidência dos valores de demanda para um número de usuários do mesmo equipamento é expressa pelo *Fator de Diversidade* que é definido conforme a equação 2.3. Este fator pode ser determinado a partir de uma distribuição do perfil individual da demanda.

A concessionária fornece eletricidade para atender à demanda requerida por todos seus consumidores, os quais naturalmente possuem diferentes perfis com picos diferentes. O perfil de demanda acumulativo que a concessionária utiliza é dado pela soma das demandas instantâneas de todos os seus consumidores. Para a concessionária o pico da demanda é chamado de pico do sistema, e pode ser tabulado por hora para cada dia, ou hora/dia de um mês ou um ano. Algumas concessionárias ordenam os consumidores de acordo com a demanda que depende do tempo do pico do sistema, penalizando os picos que coincidem com o pico do sistema<sup>7</sup>.

Na comparação do pico dos consumidores com o pico dos sistemas deve-se levar em consideração a coincidência dos picos dos consumidores, fornecidos por perfis de demanda individuais. O *Fator de Coincidência de Pico (FCP)*, relaciona o pico da demanda de um consumidor individual ou de um determinado uso final do consumidor com o pico do sistema. Neste fator está incluso o fator de diversidade.

Portanto, se em um kW aumentado na demanda devido a um determinado uso final, entre vários consumidores, somente 0,6 kW ocorrer no período de pico do sistema, diz-se que o fator de coincidência de pico para este uso final foi 0,6.

---

<sup>7</sup> Ver seção 2.4

Uma análise energética orientada para os usos finais tem o propósito de identificar tecnologias e alternativas que permitam atender as necessidades de energia com o mínimo custo. Algumas alternativas para reduzir o consumo concentram-se em um determinado serviço energético. Para a oferta de energia, são necessários dispêndios com a construção das plantas geradoras para atender a demanda de pico. Assim, uma estratégia para minimizar custos deve considerar não somente programas de conservação de energia, mas também adotar medidas que permitam avaliar o perfil da demanda.

A demanda varia continuamente, atingindo picos que podem ser caracterizados por uma hora do dia, um da semana ou uma estação do ano. Se o pico da demanda pode ser alterado, a capacidade requerida pela planta geradora e as linhas de transmissão poderão ser reduzidos.

Existem várias técnicas e meios institucionais para administrar o pico da demanda, mudando seu horário ou modulando-o. Os meios institucionais envolvem incentivos para redução do consumo no pico e/ou mudanças na demanda para os horários fora do pico. Alguns exemplos incluem: programação de mudanças (alteração em processos de uso intensivo de eletricidade, para fora do pico), mudanças nos hábitos (uso de ar condicionado em determinadas horas do dia).

Assim como para estimar o consumo de energia através da técnica de usos finais, o perfil da demanda deve ser conduzido para estudos individuais dos setores de consumo e dos equipamentos.

Dos elementos que conformam ao PIR, para o desenvolvimento de plano de longo prazo, ressalta-se os que dizem respeito às implicações públicas, coordenação e cooperação dos vários departamentos da concessionária, etc.

A meta consiste inicialmente na identificação das prioridades e escopo do plano. O desenvolvimento das atividades requer dos planejadores, nesta etapa, a definição das atribuições das medidas a serem tomadas, bem como indicar soluções concernentes às possíveis opções de recursos. Assim, desenvolve-se várias estratégias para avaliações destes recursos.

#### **4.5 Perspectivas para Aplicação do PIR no Brasil.**

No Brasil embora se tenha feito estudos a cerca do PIR desde de 1992, estes são na maioria trabalhos acadêmicos com objetivos de aprimoramento da metodologia com a realidade local. Em termos “práticos”, existe hoje uma motivação com vistas a aplicação de programas de GLD seguindo orientações do PIR (FOGUEIREDO. F. M, et alli, 1996) na Companhia Energética de Brasília. Foi iniciado um estudo pela Eletrobrás (PROCEL) para elaboração e implementação do PIR no setor elétrico (BAJAY. S. V., et alli, 1996). Existe um trabalho no âmbito do plano de combate ao desperdício e uso eficiente de energia para Manaus (GADGIL, A. J. e JANUZZI, G.M., 1996). A Tabela 4.3 apresenta os projetos para GLD e PIR apresentados pelo PROCEL no alcance do Plano de Ação Trienal 1996-1998, dentro da área de sistema elétrico na qual os projetos referentes ao PIR estão no subprograma Projetos Especiais.

Tabela 4.3 - Resumo dos programas de GLD e PIR do PROCEL.

GLD	PIR (projetos especiais)
<p><b>Projeto Piloto de Tarifa Amarela</b>  <i>Meta:</i> implantação de 10 projetos piloto em 1996 e 20 em 1997, com total de cerca de 75.000 medidores instalados, redução de 20 GWh/ano e de 5MW da ponta em 1997</p>	<p><b>Projeto Planejamento Integrado de Recursos (PIR)</b>  <i>Produtos:</i> relatório com resultados dos estudos de avaliação do PIR no Brasil e definição de metodologias para introdução no planejamento da expansão</p>
<p><b>Projeto Jequitinhonha (MG)</b>  <i>Produto:</i> Conjunto de ações compreendendo substituição de lâmpadas incandescentes, aplicação de tarifa amarela, gerenciador de carga no horário de ponta, modulação de carga no segmento industrial, campanhas publicitárias e outras.  <i>Meta:</i> retirada de 9 MW da ponta e combate ao desperdício de 6GWh/ano, viabilizando a postergação de investimentos de US\$ 25 milhões em expansão do sistema.</p>	<p><b>Plano de combate ao Desperdício de Energia na cidade de Manaus.</b>  <i>Produtos:</i> PIR, plano de políticas públicas para a cidade de Manaus, plano de ação para redução de perdas e plano de marketing.  <i>Metas:</i> recuperação de 123.800 MWh/ano e economia de 285.900 MWh/ano.</p>
<p><b>Projeto Vitória da Conquista (BA)</b>  <i>Meta:</i> retirada de 3 MW da ponta e combate ao desperdício de 5^GWh/ano.</p>	<p><b>Sistemas de Resfriamento da Usina Hidrelétrica Balbina e preparação da expansão para outras usinas</b>  <i>Produto:</i> efficientização do sistema mediante tratamento químico da água.  <i>Meta:</i> 920 GWh/ano.</p>
<p><b>Projeto Fortaleza (CE)</b>  <i>Produto:</i> Conjunto de ações compreendendo substituição de lâmpadas incandescentes, aplicação de tarifa amarela, gerenciador de</p>	<p><b>Sistemas de Resfriamento (condensado) da Usina Termoelétrica Jorge Lacerda.</b>  <i>Produto:</i> redução do consumo de carvão em 8.580 t/mês).</p>

<p>carga no horário de ponta, modulação de carga no segmento industrial, campanhas publicitárias e outras.</p>	<p><i>Meta:</i> economia de 171.6 GWh/ano.</p>
<p><i>Meta:</i> retirada de 35 MW da ponta e combate ao desperdício de 80 GWh/ano, viabilizando a postergação por um ano de investimento de US\$ 33 milhões na construção da Linha de Transmissão Banabuiu (500 kV).</p>	
<p><b>Projeto Brasília (DF)</b></p>	
<p><i>Meta:</i> retirada de 3 MW da ponta e combate ao desperdício de 6 GWh/ano.</p>	
<p><b>Projeto São Paulo</b></p>	
<p><i>Meta:</i> retirada de 10,5 MW da ponta e combate ao desperdício de 21 GWh/ano.</p>	

*Fonte: Elaboração própria com base em consulta feita por INTERNET (<http://www.eletróbrás.gov.br/procel/trienal.htm>) e no Plano de Ação 95/97..*

Um trabalho de aplicação da metodologia de PIR, com base nos métodos e definições apresentados *neste trabalho*, está sendo realizado (neste ano) para os estados de Roraima e Amapá. Em conjunto com a Eletronorte o Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, cujo objetivo é definir com base em critérios técnicos e econômicos a melhor forma de se planejar a expansão do setor elétrico para Roraima avaliando o impacto de medidas de GLD.

Este trabalho tem origem em um exercício proposto no “WOKSHOP: MÉTODOS DE ANÁLISE ENERGÉTICA A PARIR DOS USOS FINAIS (28 fev - 18 mar 1994)” com a proposta de

verificar a viabilidade do PIR para uma região com problemas de atendimento e restrições financeiras à demanda de energia (I. L. SAUER, et alli, 1994). Com a necessidade crescente de energia na região, este trabalho foi proposto como alternativa ao planejamento do setor elétrico para a região. A proposta está estruturada da seguinte maneira:

⇒ Definição das Necessidades:

- A infra estrutura de fornecimento de energia elétrica deixa o sistema sujeito a graves problemas de interrupção de energia, não há praticamente reservas de geração além do precário estado da rede de distribuição.
- O governo quer atrair investimentos para o estado e para isto precisa ampliar a capacidade energética.

⇒ Metodologia para aplicação do PIR.

⇒ **Metas:**

- **POLÍTICA** Definir a melhor forma de planejar a expansão do setor elétrico para o estado de Roraima
- **TÉCNICA** Redução do pico e do consumo de energia



⇒ **Composição do Portifólio de Recursos e Seleção;**

- **OFERTA** - Com base no parque instalado e no programa de obras previsto, define-se quais as tecnologias possíveis de serem implementadas e os respectivos custos envolvidos.
- **DEMANDA** - Na análise do consumo de energia dos diversos setores e da curva de carga das diversas

tecnologias de uso final, verifica-se a incidência de cada tecnologia no pico da carga e no consumo total de energia, para determinar quais as tecnologias viáveis de serem substituídas por suas mais eficientes.



⇒ **Desenvolvimento do Plano - Acompanhamento & Seleção:**

- São elaborados cenários detalhando-se as tecnologias de uso nos distintos setores consumidores que serão afetados pelo programa de conservação, as tecnologias eficientes que serão utilizadas, as características de cada tecnologia (potência, vida útil, custo unitário) e de que forma serão trocadas.

- Avaliação dos cenários. Verificando ano a ano, o impacto que as medidas de conservação provocam nos dados de consumo do cenário proposto pela Eletronorte. (tendencial).

- (MEGAWATTS-hora x NEGA WATTS-hora): Comparação econômica entre as alternativas de oferta de energia e usos finais.



⇒ **Implementação:**

- De acordo com a avaliação econômica, determina-se qual a alternativa economicamente viável e apresenta-se as propostas de programas de oferta e conservação de energia conjuntos.

Os resultados<sup>8</sup> verificados indicaram que, mesmo com um cenário eficiente limitado (disponibilidade de dados insuficiente) planejar de forma integrada a expansão de do setor elétrico para o estado de Roraima, consiste na maneira mais eficaz para

<sup>8</sup> Aqui os comentários referem-se aos do trabalho acadêmico, uma vez que o projeto está em fase inicial de implantação.

alocação dos recursos energéticos locais, visto que, no Estado existe várias fontes de suprimento possíveis de serem implantadas e um grande potencial de energia a conservar.

A nível empresarial há, hoje no Brasil, somente o trabalho realizado pela CEMIG. Em 1994, através de uma consultoria da Ontario Hidro (Canadá), a CEMIG desenvolveu um estudo com ênfase na integração de oferta e demanda, com a finalidade de melhorar o processo de planejamento da empresa. Da proposta apresentada à CEMIG são relevantes os seguintes aspectos:

1) - Apresentação de metodologias para avaliação dos recursos de suprimento: custos da opção fóssil e outras tecnologias de geração.

- Apresentação dos conceitos de GLD.

2) - Definição de estratégias<sup>9</sup> (orientar o desenvolvimento e atualização dos planos anuais de expansão)

- Orientação para a área de concessão da CEMIG;
- Planejamento desvinculado da Eletrobrás;

São observações importantes destas estratégias:

- A estratégia proposta não indicará (em detalhes) como o planejamento será feito e não é um plano definitivo sobre a implementação das opções (onde e quando). Apenas descreve, de acordo com os cenários alternativos futuros, o desdobramento do plano.
- A CEMIG operará em um ambiente competitivo.
- A CEMIG tem um papel social que deve ser considerado

<sup>9</sup> A estratégia reconhece a CEMIG como parte do sistema interligado. Considera-se também a atuação fora do estado. O planejamento da Eletrobrás é apenas indicativo.

nas análises das opções.

- A estratégia deverá ser revista a cada 3 anos.

Do exposto define-se as duas diretrizes básicas(SOUZA D. C. C., et. alli., 1995) da empresa:

“Planejar o sistema elétrico de modo integrado, equilibrado regionalmente e em termos de Geração, Transmissão e Distribuição, orientado para o cliente, com visão negocial e voltado para resultados empresariais”.

e ainda, ao relacionamento da empresa com o público externo:

“O planejamento deve dispor de meios para incorporar as percepções das pessoas e instituições que afetam ou são afetadas por ações tomadas pela empresa, os chamados “stakeholders” (Eletrobrás, DNAEE, Conselho de Consumidores, sindicatos, entidades ligadas à preservação do meio-ambiente, fornecedores, etc.).”

A Figura 4.9 apresenta o diagrama do processo PIR para a CEMIG.

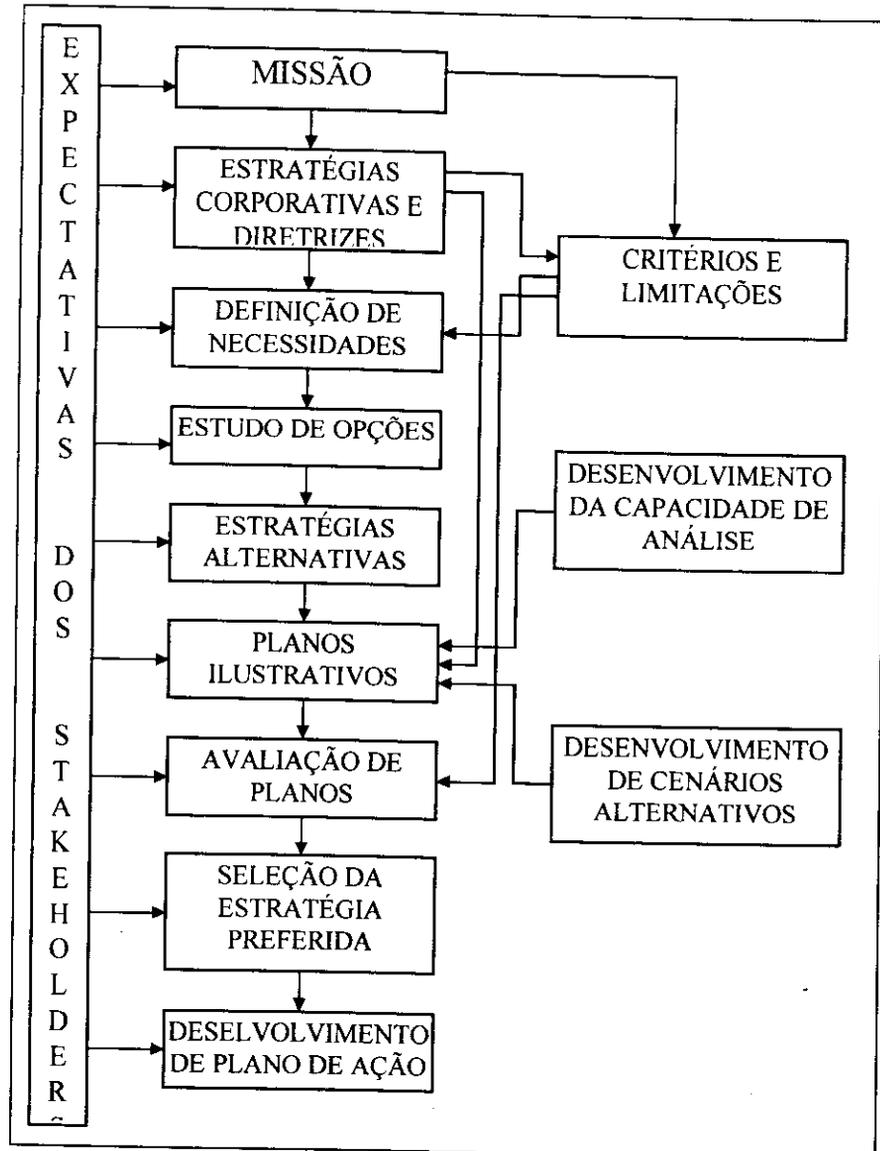


Figura 4.9 - Diagrama do PIR para CEMIG

## 4.5 - Conclusões

Neste capítulo tratou-se de apresentar o Planejamento Integrado de Recursos - PIR. Entende-se que nesta etapa o objetivo é apenas descrever os princípios mais relevantes inerentes à metodologia. Assim, ressalta-se que estudos mais aprofundados deverão cobrir questões, principalmente, referentes às análises de incertezas, os efeitos sobre o meio ambiente (custos ambientais) e dos métodos de análise para integração dos recursos (abordagem nos elementos teóricos conceituais).

A crise enfrentada pelo Brasil nos últimos anos não impediu que a demanda por eletricidade crescesse, o que determina a necessidade de ampliação do sistema existente. Ao se deparar com limitações de financiamento, pressões em relação ao meio ambiente e uma redefinição das funções que correspondem aos governos e setores público e privado no processo de desenvolvimento, faz-se óbvia a necessidade de um processo mais consistente em relação aos mecanismos de produção e consumo, onde cada vez mais o conceito de eficiência e a sua determinação seja necessário em todos os setores da economia.

A expansão do sistema de oferta de eletricidade confronta-se com um crescimento rápido da demanda, conduzindo a um grande déficit financeiro das concessionárias para com as construções de novas plantas. O peso dos custos financeiros está associado com a falta de capacidade para reunir o sistema de oferta com o de demanda.

Ainda que exista para o consumo de energia uma forte dependência do nível sócio-econômico, é evidente também que a eficiência das tecnologias e processos que a utilizam exercem papel preponderante no aumento deste consumo. A metodologia que é apresentada propõe a inserção de medidas de conservação e uso eficiente de energia assim como questões ambientais, como sendo um caminho para atendimento com a mesma quantidade de energia e maior crescimento econômico com menor quantidade de energia.

Na caracterização do PIR, nota-se a necessidade crescente da função conservação de energia, ser contextualizada de forma mais “universal”. Onde As propostas de GLD, T&D, compra de energia de outras concessionárias, formam parte do portfólio de recursos, para o plano de expansão, de tal forma que a eficiência no uso destes recursos energéticos seja, também, focalizada para um horizonte de longo prazo.

A conservação de energia tem um papel importante nos processos de planejamento no setor elétrico. O PIR estabelece estratégias para a implementação de medidas que dizem respeito à redução das perdas do sistema, introdução de programas de GLD e questões referentes ao usuário final. A otimização do uso e uma atuação consistente sobre a demanda de energia mostra-se efetiva na redução dos investimentos e dos impactos decorrentes da produção.

O PIR apresenta-se como um procedimento eficaz e flexível, no qual as concessionárias podem planejar e administrar os recursos necessários para prover os consumidores com os serviços desejados e custos efetivos. O PIR, conformado aos seus fundamentos, inclui uma composição

de uma carteira de recursos, tratamento de incertezas, questões de meio ambiente e a participação pública. Devido a estes aspectos, espera-se um conjunto de recursos mais abrangente, do que se obtém com a atual metodologia. Assim os critérios de decisão, nas análises de expansão, deverão indicar a forma mais coerente e consistente de atendimento às necessidades energéticas. Além da diminuição de controvérsias entre as concessionárias, suas regulações e os consumidores.

Nos últimos planos integrados de recursos, de algumas concessionárias dos EUA, o escopo da metodologia tem sido ampliado (HIRST, 1994), incorporando níveis de qualidade no planejamento e incluindo tópicos importantes como mudanças de preços e combustíveis.

A mudança no modelo de planejamento fica evidente quando a proposta se refere à previsão de demanda, onde esta passa a ser feita de maneira prospectiva, onde são analisadas hipóteses de base distintas proporcionando diferentes previsões. Ao contrário do que ocorre na previsão clássica, que se fundamenta na premissa do incremento do consumo, com base em tendências do passado.

Explicitando, mais ainda, a relevância da previsão de demanda, apresenta-se, como alternativa, o método baseado nos usos finais de energia. Este deve ser orientado para a desagregação dos setores de consumo e para os serviços energéticos oferecidos (tecnologias de iluminação, cocção, refrigeração, etc.). Sendo assim, elabora-se cenários que indicarão a melhor forma de atendimento às necessidades dos consumidores. Entre outros fatores, aos cenários são acrescentados índices que dizem respeito à taxas de crescimento

da população e intensidade energética. Estes cenários deverão caracterizar a previsão da demanda total em termos de custos e impactos decorrentes das opções analisadas.

Finalmente, o processo PIR, mostra-se como uma abordagem que irá possibilitar o conhecimento e melhor maneira de usar, os recursos energéticos disponíveis. Onde a eficiência for constatada e quando existir custo efetivo. Compreende-se que uma mudança conceitual nos modelos de planejamento, deverá enfatizar todos os aspectos da questão energia elétrica. Ressalta-se assim, a necessidade, crescente, do conhecimento profundo das questões regulatórias existentes e possíveis mudanças. Explicitando que as perspectivas de institucionalização dos elementos e princípios que configuram o PIR, estão condicionados ao modelo de reestruturação do setor elétrico a ser adotado. Este, ainda indefinido, será o seu delimitador.

# 5

## Elementos de Análise Econômica - Financeira para o PIR

---

### **5.1 - Introdução**

Neste capítulo procura-se apresentar os conceitos para avaliação dos custos efetivos das medidas de conservação de energia e administração da carga. Em seguida, do ponto de vista econômico, analisa-se a oferta de energia, levando-se em consideração que a minimização dos custos não deve ser o único critério na determinação da expansão do sistema, mas também a diversificação da oferta e alocação ótima dos recursos entre outros. Para tanto, esta etapa é fundamental na compreensão e elaboração de projetos com a metodologia de PIR, visto que os conceitos serão largamente utilizados na comparação das diferentes opções de oferta com os programas de conservação de energia e as medidas de administração da carga.

## 5.2 - Taxa de Desconto.

A energia pode ser conservada e a demanda máxima reduzida através de mudanças em procedimentos que não requerem grandes investimentos. Entre as estratégias que minimizem os custos para a oferta de energia, desenvolvidas a partir de uma análise orientada para os usos finais, comparar racionalmente os custos e benefícios das medidas de melhoria de eficiência energética ou redução de demanda, é essencial para o sucesso da aplicação da metodologia de PIR. Pois, a alocação ótima dos recursos dependerá da ordenação e análise da viabilidade econômica apresentada.

Além do que as medidas de conservação de energia e da administração da carga são recebidas por diferentes segmentos (consumidor, sociedade e concessionária) com avaliações dos custos efetivos de acordo com as perspectivas de cada um.

Em muitos casos tecnologias mais eficientes requerem um alto custo de investimento. É necessário uma metodologia que permita uma avaliação financeira dos custos efetivos do investimento adicional. O custo efetivo depende de uma quantia adicional de investimento, da vida útil do investimento, da quantidade de energia economizada, e de um fator que indique no futuro um investimento no presente.

A metodologia apresentada aqui pode ser aplicada diretamente quando considerada a efetividade de custo do consumidor, sendo expansível para avaliações da efetividade das concessionárias de energia. Obtida a distribuição do consumo por uso final pode-se avaliar financeiramente as alternativas envolvidas. No entanto, é preciso iniciar-se com dados

referentes as tarifas de energia, o período de análise e a taxa de desconto adotada.

Uma avaliação financeira do investimento em tecnologia eficiente feita pela concessionária de energia, deve estimar seus gastos com geração transmissão e distribuição. Estes custos são traduzidos em termos de obras civis, maquinário, custos de operação manutenção, pessoal, etc. Cada kWh conservado, corresponde a investimentos que são adiados ou até mesmo evitados.

Os custos de produção também refletem o tipo de investimento em infra-estrutura feito pela concessionária, uma vez que, a tarifa deve remunerar estes investimentos. Para tanto, deve estar adequadamente ajustada. Assim sendo, estes custos diferem entre regiões, devido aos diferentes tipos de aproveitamentos, investimentos realizados, distâncias, etc. Os custos de produção são portanto dados específicos para uma localidade.

Os benefícios de um investimento em um determinado uso final, são analisados em termos da energia economizada durante sua vida útil. Para comparar um investimento no presente a fim de se obter os benefícios no futuro, necessita-se de um índice que caracterize o valor temporal do dinheiro. A taxa de desconto é o mais utilizado nestas análises.

A taxa de desconto tem a forma de uma taxa de juros, e depende da taxa de inflação. De modo que, a taxa real de desconto pode ser definida ajustando a taxa de desconto nominal com a inflação (equação 6.1). Ainda que, a taxa de desconto real tende a ser mais estável e refletir melhor a escassez de dinheiro.

Sendo assim é a mais utilizada, lembrando que a inflação varia para cada país, e conseqüentemente a taxa de desconto.

$$(1+d') = (1+i) * (1+d) \quad (5.1)$$

onde :

d' - taxa de desconto nominal

d - taxa de desconto real

i - taxa de inflação

Não se pode dizer que exista um valor teoricamente correto para a taxa de desconto, uma vez que a utilização e o valor do capital depende do investidor, de modo que, necessita-se calcular de acordo com as circunstâncias que envolvem o projeto. Algumas indústrias utilizam 15-20% para um ano de seu investimento. No setor elétrico, alguns países como a Suécia e Estados Unidos utilizam 6%, no Brasil até 1993 era utilizada uma taxa entre 10-12%.

Também utiliza-se na formulação das figuras de mérito econômico para alternativas energéticas, o *Fator de Recuperação de Capital (FRC)*, o qual é utilizado para representar o valor anualizado durante  $n$  anos, para uma determinada quantidade no presente

$$FRC = \frac{d \cdot (1+d)^n}{(1+d)^n - 1} \quad (5.2)$$

### **5.3 - Custo de Energia Conservada e outras Figuras de Mérito Econômico.**

Além dos índices e fatores utilizados comumente em análises de decisão de investimentos, figuras de mérito

econômico adaptadas à estudos de eficiência energética são necessárias para a melhor compreensão e ordenação das medidas a serem tomadas.

### **Tempo Simples de Retorno (TSR)**

Este critério de análise econômica é um dos mais conhecidos e de fácil utilização, entretanto, não leva em consideração o valor temporal do dinheiro. É definido como a razão entre o investimento adicional e o custo da energia economizada no primeiro ano.

$$TRS = \frac{(CE - CC)}{TE \cdot (EC - EE)} \quad (5.3)$$

onde:

CE - custo da tecnologia eficiente (investimento inicial)

CC - custo da tecnologia convencional

TE - tarifa de energia

EE - consumo anual de energia com tecnologia eficiente

EC - consumo anual de energia com tecnologia convencional

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

$$TRS_E = \frac{(CE - CC) \cdot (1 - r)}{PE \cdot (EC - EE)} \quad (5.4)$$

onde:

PE - custo da produção de energia  
 r - perdas de transmissão e distribuição

### **Tempo de Retorno Descontado (TRD)**

É uma extensão do TSR, mas neste cálculo considera-se o valor temporal do dinheiro e o tempo de vida do investimento.

$$TRD = n \times FRC(d, n) \frac{(CE - CC)}{TE \cdot (EC - EE)}$$

$$TRD = n \times FRC(d, n) \times TRS \quad (5.5)$$

onde para os termos compreende-se os mesmos do TSR.

Da mesma forma para a concessionária de energia:

$$TRD_E = n \times FRC(d, n) \times \frac{(CE - CC)}{PE \times (EC - EE)}$$

$$TRD_E = n \times FRC(d, n) \times TRS_E \quad (5.6)$$

Assim como para o cálculo do TSR o preço da energia, é o valor corrente, embora o valor aumentado possa ser incluído utilizando-se um preço nivelado sobre os  $n$  anos seguintes correspondentes ao tempo de vida do investimento. Se a taxa de desconto for igual a zero, teremos  $FRC = 1/n$ , então o TRD será igual ao TSR.

### **Taxa Interna de Retorno (TIR)**

É o valor da taxa de desconto para o qual duas alternativas de investimentos tem o mesmo valor presente.

Para análise da substituição de uma tecnologia convencional por uma eficiente tem-se:

$$CC + TE \times EC \sum_1^n \frac{1}{(1+d)^k} = CE + PE \times EE \sum_1^n \frac{1}{(1+d)^k} \quad (5.7)$$

que é equivalente ao valor presente da energia economizada com a diferença no investimento inicial:

$$TE \times (EC - EE) \sum_1^n \frac{1}{(1+d)^k} = (CE - CC) \quad (5.8)$$

de acordo com a definição de FRC (equação 6.2):

$$(CE - CC) \times FRC(d, n) = TE \times (EC - EE) \quad (5.9)$$

$$FRC(d, n) = \frac{TE \cdot (EC - EE)}{(CE - CC)} \quad (5.10)$$

Do mesmo modo para a concessionária, tem-se:

$$FRC(d, n)_E = \frac{PE \cdot (EC - EE)}{(CE - CC) \cdot (1-r)} \quad (5.11)$$

A taxa, representada por  $d$ , é a TIR para o investimento em eficiência energética. Para calcular a TIR faz-se necessário ter em mãos os valores de CE, CC, TE, EC, EE e  $n$ . No entanto (6.6) é uma equação transcendental sendo resolvida mais facilmente

Para a concessionária de energia, tem-se:

$$CEC_E = FRC(d, n) \times \frac{(CE - CC) \cdot (1 - r)}{EC - EE} \quad (5.19)$$

Nesta figura de mérito a tarifa de energia não é especificada. O custo da energia conservada calculado aqui pode ser comparado com a tarifa ou com o custo da energia: se o CEC é menor, a medida de conservação possui um custo efetivo. Para a concessionária de energia o mesmo vale para a comparação com o preço de geração, transmissão e distribuição.

Observa-se que as figuras de mérito CEC (5.18 e 5.19) e TIR (5.10 e 5.11), são praticamente idênticas, todavia na TIR aparece o preço da energia mas não a taxa de desconto, ocorrendo o inverso para o CEC. Já para o cálculo do TRD (5.5 e 5.6), especifica-se as duas quantidades e determina-se um período que deve ser menor do que a vida útil do investimento, para este ter um custo efetivo. Entretanto os três métodos são baseados nas mesmas considerações e pode-se dizer, então, que obtém-se a mesma conclusão para a efetividade do custo.

Analisando a semelhança entre o CEC e o TRD nas equações 5.18 e 5.5, de tal forma que, isolando os termos iguais ao CEC na equação do TRD, tem-se:

$$TE \cdot \frac{TRD}{n} = FRC(d, n) \cdot \frac{(CE - CC)}{(EC - EE)} \quad (5.20)$$

De sorte que:

$$TE \cdot \frac{TRD}{n} = CEC \quad (5.21)$$

Como o TRD é expresso em anos, e geralmente,  $n > TRD$ ; verifica-se que  $TRD/n < 1$ . Conclui-se que o custo da energia economizada corresponde uma fração da tarifa de energia paga

pelo consumidor. Do mesmo modo, o CEC para a concessionária de energia corresponde a uma fração nos custos de geração. Tornando assim, o custo de energia conservada, um excelente indicador para promover programas de conservação de energia.

#### **5.4 - Curva de Oferta de Energia Economizada.**

Dentre as ferramentas importantes para priorização de programas de conservação de energia, a utilização do custo de energia conservada, de forma que funcione como um indicador do potencial de energia economizável. Isto é possível através da curva de oferta de energia economizada.

Este potencial pode ser estimado para um único consumidor, mas é melhor aplicado em se tratando de uma área de serviço de uma concessionária, uma região, ou mesmo um país. Como o método consiste em combinar dados de custos e economia de um determinado uso final o método também pode ser aplicado para um conjunto de serviços energéticos<sup>1</sup>.

O primeiro passo para preparar uma curva de oferta de energia economizada, consiste em listar todas as medidas de conservação em ordem crescente de CEC. O potencial economizável para cada medida é então estimado. A figura 5.1 mostra como é estruturada uma curva de oferta de energia economizada.

---

<sup>1</sup> Ex. todos consumidores de energia elétrica de um estado ou país.

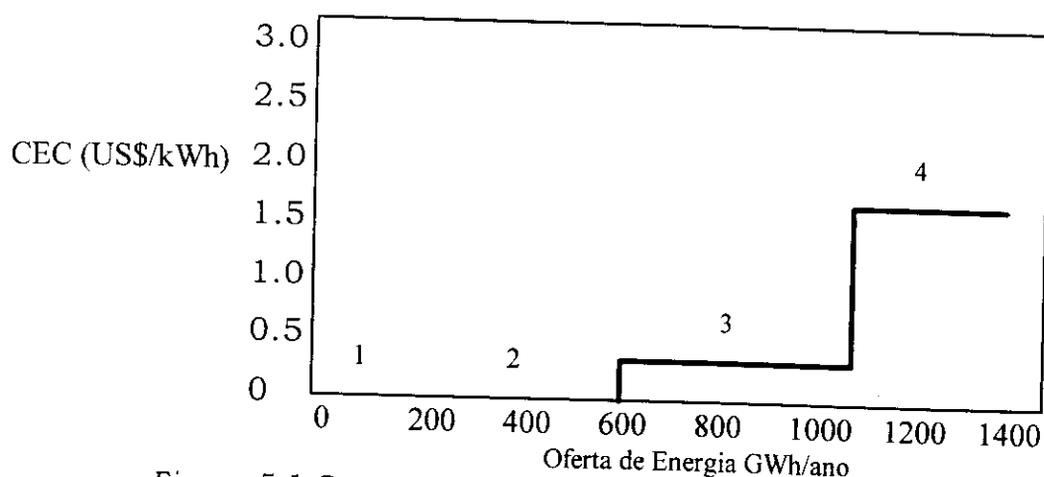


Figura 5.1 Curva de oferta por eletricidade economizada:  
 Fonte: Meier, Wright, e Rosenfeld (1983) apud Dutt (1993)

Observa-se que a primeira e a segunda medida de conservação apresentam um CEC igual a zero e juntas contribuem com quase 600 GWh/ano de economia. A terceira medida tem um CEC em torno de 0,2 cents/kWh e proporciona uma economia perto de 500 GWh/ano. O valor representado no eixo x, no final do primeiro degrau corresponde ao potencial de conservação de energia para as três primeiras medidas, um pouco acima de 1000 GWh/ano. Já a quarta medida tem um alto CEC em torno de 1,5 cents/kWh, com um potencial de conservação por volta de 250 GWh/ano.

As medidas de conservação aparecem na curva de oferta em ordem crescente de custo efetivo, e a curva define como as medidas devem ser priorizadas. Inicia-se a implementação das medidas que possuem o menor custo efetivo.

Neste exemplo procurou-se mostrar como é estruturada uma curva de oferta de energia economizada. A curva pode ser também construída de modo que, a tarifa média da eletricidade possa ser indicado por um eixo horizontal, com valores expressos em cents/kWh. Todos os "degraus" abaixo deste nível corresponderiam às medidas que possuem custo efetivo em

relação ao preço da energia. Neste caso tem-se uma análise econômica pela perspectiva do consumidor. Para a concessionária, pode-se fazer uma comparação semelhante levando em consideração o custo da produção de energia, e para a sociedade deve-se acrescentar as externalidades correspondentes.

Uma curva de oferta de energia economizada consiste principalmente, num artifício para comparar e visualizar o custo efetivo de várias medidas de conservação entre as próprias. E que também pode ser utilizado em comparação com o preço da energia, para determinar quais das medidas possuem custo efetivo.

### **5.5 - Custo Efetivo das Medias de Administração da Carga**

Como foi visto no Capítulo 4, os programas de conservação de energia proporcionam alterações no pico da carga. Considerando-se a redução da demanda como um benefício adicional, a maior parte dos índices para análises dos custos efetivos das medidas de conservação TRS, TRD, CCV, CCVA e a TIR podem ser utilizados para avaliar o custo efetivo das medidas de administração da carga. A única exceção entre as figuras de mérito apresentadas na seção 5.3 é o CEC.

Enquanto o CEC analisa o investimento sobre o tempo de duração das medidas de conservação, e divide este valor pela energia economizada durante o ano, um índice para estimar o *custo do pico evitado na capacidade instalada* (CPECI), considera

todas despesas ocorridas para as medidas de administração da carga sobre a vida de uma planta<sup>2</sup> trabalhando no pico, dividido pela redução na capacidade instalada no pico.

$$CPECI = C/D \quad (5.22)$$

onde:

C - corresponde ao valor presente líquido do investimento, operação e manutenção e despesas associados com as medidas de administração da carga.

D - é a redução no pico da capacidade instalada devido a medida adotada.

A redução no pico da demanda em uma planta dependa da redução do pico da demanda nos usos finais, do fator de coincidência de pico e das perdas na transmissão e distribuição.

A redução do pico na capacidade instalada (D) através de uma medida de administração da carga é dada por:

$$D = \frac{FCP \times RPD}{(1 - PTD) \times FDP} \quad (5.23)$$

onde:

FCP - fator de coincidência de pico da redução de demanda

RPD - redução do pico da demanda

PTD - perdas na transmissão e distribuição

FDP - fator de disponibilidade da planta

<sup>2</sup> O termo planta é usado para usinas termoeletricas ou hidrelétricas

## 5.6 - Curva de Seleção para Minimização dos Custos de Oferta de Energia - Método para Otimização Econômica da Expansão da Capacidade de Geração.

Este método consiste numa representação gráfica das alternativas em relação ao dispêndio para oferta de energia. É um procedimento para obter uma combinação ótima da nova capacidade de geração, entre várias alternativas, de tal maneira que satisfaça a demanda de energia para um dado futuro.

Em uma situação onde se faz necessário aumentar a capacidade de geração para atendimento à demanda, e tem-se um conjunto de opções de oferta, aplica-se o método das curvas de seleção de oferta iniciando pela estimativa dos custos anuais totais de geração.

O custo anual total da geração ( $C_{gAT}$ ) é a soma do custo de investimento anualizado (CIA) com o custo anual fixo de operação (CAFO) mais o custo anual variável de operação (CAVO), de modo que:

$$C_{gAT} = CIA + CAFO + CAVO \quad (5.24)$$

Todos os custos são considerados em uma base de kW. Visto que, todos os custos são anualizados, a unidade é \$/kW/ano.

### **Custo de Investimento Anualizado (CIA)**

É o custo do investimento multiplicado pelo fator de recuperação de capital:

$$CIA = FRC \times I \quad (5.25)$$

### **Custo Anual Fixo de Operação(CAFO)**

Estes custos dependem do tipo de planta, mas não de quantas plantas estão sendo operadas. (Seguro, manutenção das obras civis, e determinados impostos).

### **Custo Anual Variável de Operação (CAVO)**

Custos variáveis de operação incluem: combustível, manutenção, etc. Desde que os custos são normalmente avaliados em kWh, estes devem ser convertidos para custos de kW para nosso propósito.

$$CAVO = V.(8760 \times f) \quad (5.26)$$

onde:

V - custos variáveis de operação (\$/kWh).

f - fator de carga da planta.

8760, corresponde ao número de horas em um ano.

No caso de uma planta que possui ciclo binário de operação, isto é, plena capacidade ou não operando, tem-se (8760f) para o número de horas da operação da planta. No

entanto, as plantas de geração, geralmente não operam desta maneira.

Para usinas térmicas a principal variável é o custo de combustível. Se este era somente o único, o custo variável de operação ( $V$ ) será dado por:

$$V = (U \times E) / H \quad (5.27)$$

onde:

$U$  - unidade do preço do combustível ( $\$/u$  onde  $u$  é a unidade de medida: litro, kg, ou  $m^3$  )

$H$  - poder calorífico do combustível (kJ/u)

$E$  - consumo específico (kJ/kWh)

$V$  é expresso como um custo por kWh

A equação (6.25), que expressa os custos variáveis de operação, podem também serem apresentadas como uma relação que envolve o preço do combustível e a eficiência

$$V = PE / (ef) \quad (5.28)$$

onde  $PE$  é o preço do combustível em  $\$/kWh$  ( de combustível não de eletricidade), e  $ef.$  é a eficiência da planta de geração (%).

O poder calorífico do combustível<sup>3</sup>, possui valor alto ou baixo. Para os cálculos considerados, nesta seção, o valor do calor específico é usado desde que esteja consistente. Ou seja todos valores envolvidos possuam a mesma base: consumo específico (kJ/kWh), eficiência (energia elétrica de saída/ energia química no combustível ), unidade de custo de combustível ( $\$/GJ$ ), etc.

---

<sup>3</sup> Ver capítulo 2

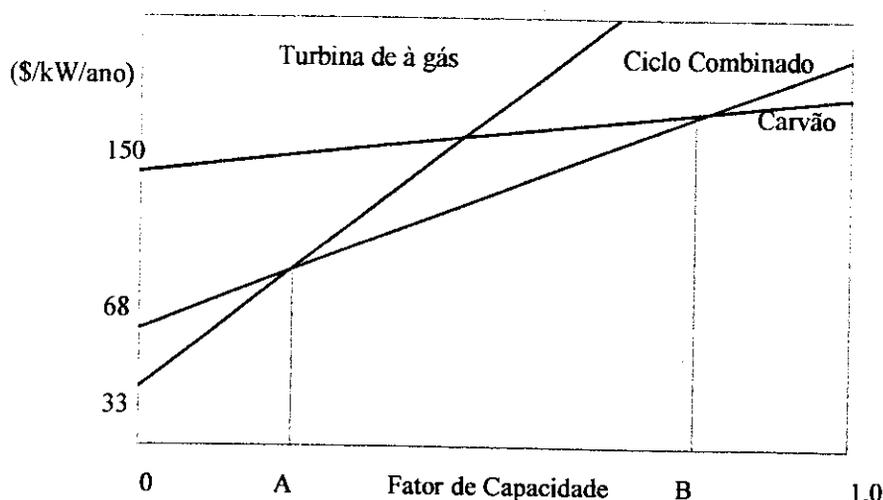
### **Custo Anual Total de Geração ( $C_{GAT}$ )**

De acordo com a equação (5.24) e as outras (5.25), (5.26) e (5.27), pode-se escrever o  $C_{GAT}$  como segue:

$$C_{GAT} = (FRC \times I) + CAFO + ((8760f) \times (U \times E)/H) \quad (5.29)$$

Nota-se que as quantidades FRC, I, CAFO, U, E e H são constantes. Conclui-se então que, o  $C_{GAT}$  depende somente da variável  $f$  (fator de carga), o qual depende de quantas plantas estão em operação no ano corrente.

Escrevendo a equação (5.29) como  $C_{GAT} = A + Bf$ , onde A e B são constantes, nota-se que a dependência do  $C_{GAT}$  para o  $f$  é linear. O intercepto "y" da função é  $(FRC \times I) + CAFO$ , que depende principalmente do investimento necessário, o "y" é alto quando o custo de capital específico é alto. E o coeficiente angular é  $8760 \times U \times E/H$ , que depende principalmente do custo de combustível e da eficiência da planta. A Figura 5.2 mostra um exemplo de curvas de seleção, que são as curvas para cada tecnologia de geração de acordo com a equação (5.29). Utilizadas na comparação para composição do parque gerador.



Fonte: Koomey, J., Rosenfeld, H. A., Gadgil, A. (1990)  
Figura 5.2 Curva de Seleção Típica.

### 5.6.1 Custo de Geração nas Curvas de Seleção.

Dividindo a equação (5.24) pelo total de energia gerada em um ano para cada kW instalado, pode-se escrever uma relação com qual seja possível estimar o custo da energia (\$/kWh). Ou seja:

$$CE = C_{GAT}/EGA \quad (5.30)$$

onde EGA corresponde à energia gerada por kW instalado na planta considerada. E de acordo com a definição de fator de carga (f), EGA será igual a 8760 x f. Deste modo de acordo com as equações (5.24), (5.25), (5.26) e (5.27), tem-se para o custo da energia (\$/kWh), uma equação que apresenta os custos variáveis e constantes envolvidos na geração.

$$CE = \frac{CIA + CAFO + CAVO}{8760 \times f} \quad (5.31)$$

Para uma análise em um diagrama (curvas de seleção) composto pelo  $C_{GAT}$  (\$/kW ano) e o fator de carga, tem-se, na equação (5.30) o numerador como o custo anual total e no denominador o número de horas que uma planta de geração opera a plena capacidade. Qualquer ponto neste diagrama representa uma relação ponta/base, ou a tangente do angulo formado pela reta que passa pelo ponto e a origem com o eixo que representa o fator de carga (FIGURA 5.3)

Deste modo, quando a base e a ponta sofrem alterações proporcionais o CE permanece inalterado, ou, o angulo e sua tangente permanecem constantes. Então as linhas que passam

pela origem ( $C_{GAT} = 0$ ,  $f = 0$ ), correspondem conseqüentemente a linhas de custo de eletricidade constante.

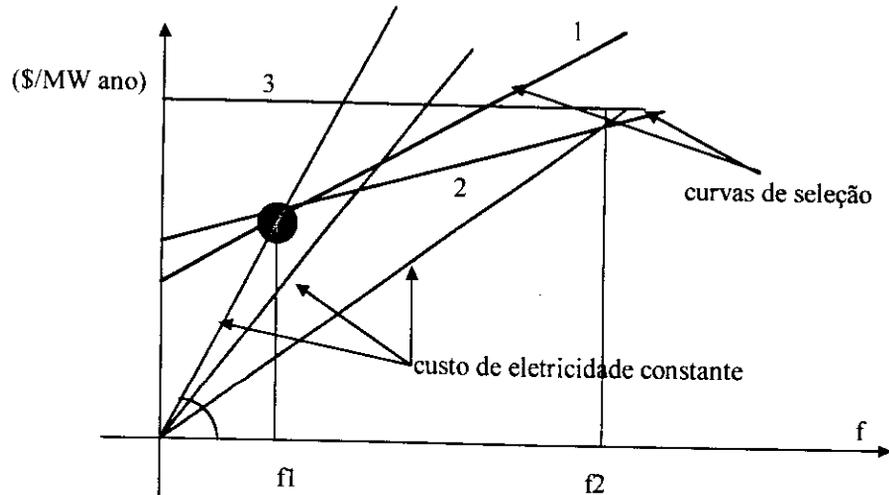


Figura 5.3: Determinação do custo de eletricidade ( $\$/kWh$ ) através de curvas de seleção.

Estas curvas são consideradas na comparação dos recursos de oferta para composição do conjunto que atenda as necessidades de demanda com mínimo custo. Pois, aponta em uma curva de seleção os custos relativos às tecnologias para gerar na ponta e na base. Uma tecnologia para atender a demanda na ponta, é utilizada poucas horas por ano, e esta possui um custo anual total ( $C_{GAT}$ ) mínimo. A curva correspondente a esta tecnologia intercepta com uma das linhas de custo de eletricidade constante, esta por sua vez mostra que o custo para gerar eletricidade na base com esta tecnologia é alto. Para valores do fator de carga entre  $f_1$  e  $f_2$ , nota-se que a tecnologia 2 é a menos dispendiosa, enquanto que para atender a demanda na base a 3 possui um baixo custo de kWh por kW instalado e este decai com o aumento do fator de carga, para cada tecnologia.

### 5.6.2 - Escolha do Melhor Conjunto para Oferta

Obtém-se curvas de seleção para análise preliminar dos custos das opções de oferta. Isto é possível através de uma série de curvas construídas de tal forma que, o fator de capacidade esteja representado no eixo X, e o custo da planta de geração (combustível + capital) por kW instalado no eixo Y. Conforme a Figura 5.2.

Para ilustrar a atuação das curvas de seleção, como instrumentos de análise de decisão para o planejamento da expansão, nesta seção, apresenta-se uma situação onde estão disponíveis três diferentes tipos de plantas para geração de energia. Cada qual com seu valor de investimento e custos operacionais. Na Figura 5.4 (a) está a representação dos custos totais das três tecnologias, em função da variação do fator de carga de cada planta.



que é equivalente para o segundo ponto, onde os custos para as tecnologias 2 e 3 também são iguais.

$$\begin{aligned} & (\text{FRC}_1 \times \text{I}_1) + \text{CAFO}_1 + (8760 \times f_1)(\text{U}_1 \times \text{E}_1)/\text{H}_1 = \\ & \text{CRF}_2 \times \text{I}_2 + \text{CAFO}_2 + (8760 \times f_1)(\text{U}_2 \times \text{E}_2)/\text{H}_2 \quad (5.32) \end{aligned}$$

Para se obter o conjunto, economicamente melhor, projeta-se as linhas verticais da curva de seleção sobre a curva de duração de carga (Figura 5.4 (b)). Como a tecnologia 3 corresponde à menos dispendiosa para um fator de carga superior a  $f_2$ . Verifica-se que o nível de potência corresponde, neste ponto, é  $P_2$ . Assim, a planta correspondente (tecnologia 3), deverá ser construída com a capacidade de geração total estimada por  $P_2$ .

Para o caso do fator de carga entre  $f_1$  e  $f_2$ , a tecnologia mais barata é a 2, deste modo o nível de potência a ser atingido compreende a valores até o nível  $P_1$ , entretanto o nível  $P_2$  já está sendo atendido com a tecnologia 3, então, a capacidade de geração total necessária será equivalente a  $P_1 - P_2$ . E para o caso em que o fator de carga seja menor do que  $f_1$ , utiliza-se a tecnologia 1, pois o nível de potência excede  $P_1$ . Nota-se que na curva de duração de carga está representada a demanda máxima como sendo igual a  $P_0$ , sendo necessário estabelecer a capacidade de geração em  $P_0 - P_1$ .

Na Figura 5.4, nota-se que, as três opções de tecnologias para geração apresentadas, são de origem térmica, expressando-se nas variações dos custos de manutenção e operação em relação ao fator de carga. A inclusão de uma curva que represente usinas hidrelétricas, neste tipo de diagrama, apresentará uma "paralela" ao eixo correspondente ao fator de carga (na figura 5.4 corresponde a tecnologia H). Visto que, a predominância nos gastos está nos custos fixos, representados

pelos parcelas de investimentos e operação e manutenção; não existindo custos que variam com a quantidade de energia produzida, que em geral correspondem aos custos de combustíveis (como o caso das usinas térmicas).

### **5.6.3 - Competitividade das Usinas em um Sistema Hidrotérmico.**

Em se tratando de análises das perspectivas futuras de expansão do sistema em um horizonte de longo prazo<sup>4</sup>, a otimização da distribuição dos recursos energéticos primários além de atender aos cenários de mercado e desenvolvimento tecnológico, dependerá principalmente, dos custos de geração de energia. Nesta etapa a compreensão da composição dos custos, torna-se condição necessária na quantificação dos tipos e das capacidades de geração visualizadas para suprir a demanda futura.

Como foi mostrado no capítulo 2, o parque gerador brasileiro é composto principalmente por usinas hidrelétricas. Estas por sua vez, para se apresentarem através da comparação direta de custos, nas análises da participação ótima de fontes de geração, mais favoráveis em relação às térmicas, estão condicionadas aos cenários hidrológicos correspondentes. Ainda que possuam praticamente apenas custos de investimentos, os custos totais para geração são superiores aos das térmicas.

Como já mencionado, a maioria das usinas termoeletricas do sistema brasileiro está destinada ao atendimento de comunidades isoladas e à complementação dos sistemas

---

<sup>4</sup> No Brasil corresponde a cerca de 30 anos. Seção 4.6.1

interligados, caso esteja ocorrendo períodos hidrológicos desfavoráveis.

Todavia, em situações onde o risco do não atendimento ao mercado de energia seja tal que a armazenagem dos reservatórios atenda a capacidade de produção de energia garantida da usina, permitindo que os requisitos de ponta e energia sejam atendidos, poder-se-á esperar que os custos provenientes do atendimento aos critérios de garantia de fornecimento<sup>5</sup> sejam diminuídos.

Uma hipótese a se fazer para atendimento às necessidades de fornecimento a demanda de ponta máxima requerida, é a possibilidade de motorização das usinas. Esta deve ser considerada não somente para atender aos critérios de garantia, mas também como opção de recurso na expansão do sistema. A super-motorização proporciona um aumento dos benefícios energéticos, conseqüentemente aumenta os custos de investimento. Entretanto, estes custos são inferiores aos de implantação de uma nova usina que irá operar para o atendimento da ponta. Como a capacidade de geração de uma usina é função de sua operação econômica integrada ao sistema, as usinas mais econômicas são agregadas primeiro. A super-motorização passa a concorrer com estas. Ou seja, é considerada como uma opção para a redução dos custos globais de oferta de energia.

Ainda que os custos de super-motorização devam ser considerados no planejamento de longo prazo (custos marginais de dimensionamento, para cada período no futuro tem-se um valor econômico de substituição dos benefícios energéticos da usina em estudo), espera-se que com o aumento do fator de capacidade o custo de investimento seja diminuído, pelo fato de

---

<sup>5</sup> Seção 3.4

diferentes opções de oferta e as alternativas de conservação e administração da caga.

### 5.7.1 Fator de Carga da Conservação (FCC)

Nesta etapa apresenta-se um procedimento simples proposto por Koomey et al. (1990), o conceito de *Fator de Carga da Conservação* (FCC). Uma vez que o FCC é determinado através de simulações ou medidas, este permite uma avaliação segura da redução da demanda no pico, para uma quantidade significativa de energia economizada, bem como o valor desta economia. Ou seja, comparar com o custo de energia economizada (CEC). O FCC permite que se apresente em uma curva de seleção de recursos, os de oferta e demanda lado a lado, e é definido como:

$$FCC = \frac{\text{Demanda Média Anual Economizada}}{\text{Demanda Economizada no Pico}} \quad (5.33)$$

onde: a demanda média anual economizada, é a economia de energia esperada pela medida de conservação adotada dividido por 8760 horas; é baseada nos dados de medida ou em resultados obtidos por modelos de simulação horária. A demanda economizada no pico é função do perfil da carga da concessionária, da diversidade e configuração dos usos finais, e do fator de coincidência, baseados na energia utilizada durante o período de pico.

Uma medida para conservação de energia, que economize um montante constante de demanda, em uma base contínua,

possui um FCC igual a 1.0 (KOOMEY et alli, 1990). Embora o intervalo para o FCC esteja compreendido entre 0 e 1, se uma medida de conservação for aplicada para atuar no período de pico, este poderá exceder 1.

Pode-se relacionar o FCC com o fator de diversidade da carga, uma vez que este é calculado através da razão da carga média de um conjunto de equipamentos de uso final, com a demanda de pico medida do mesmo conjunto. Então se o pico da demanda está nos horários em que a concessionária necessita de aumento da capacidade, o pico de carga economizado de uma medida de conservação, pode ser calculado usando o fator de diversidade.

$$FD = \frac{\text{Dem. Combinada Num. hor.}}{N. unidades \times \text{Demanda Médio.}}$$

A demanda economizada utilizada para calcular o FCC será a *demanda economizada coincidente*, desde que somente no horário de pico do sistema, a economia de energia faz com que o fator de capacidade seja deslocado. A concessionária irá operar despachando as opções de oferta com baixos custos de investimentos e altos custos operacionais primeiro, durante o período em que é requerido o aumento da capacidade. A coincidência com o pico da demanda é entretanto implícita para estas tecnologias. O FCC deve ser baseado na coincidência do pico da demanda economizada, para permitir uma comparação direta com o fator de capacidade da planta de geração.

Considerando a equação 5.30, e multiplicando o numerador e o denominador por 8760 horas, visto que o FCC é determinado através de medições ou cálculos de energia economizada e redução do pico, pode-se obter o número de kWh de energia economizada para 1 kW evitado no pico da demanda:

$$FCC \times 8760 \text{ horas} = \frac{\text{Energia Anual Economizada (kWh)}}{\text{Demanda Economizada (kW) no Pico}} = \frac{\text{kWh}}{\text{kW}} \quad (5.34)$$

Esta equação pode ser utilizada para calcular o valor da capacidade (kW) economizada, fornecendo informação do custo/kW de atendimento à curva de carga. KOOMEY, et al (1990) apresenta um exemplo onde supõem-se o custo de atendimento de uma planta com turbina de combustão é \$33/kW/ano, e o FCC estabelecido em estudos prévios para uma medida de conservação de energia aplicada para ar condicionado é 0,15. Tem-se 1314 kWh de energia economizada para 1kW reduzido no pico da demanda ( $0,15 \times 8760$ ), cada kWh economizado com a medida de eficiência vale 2,5 centavos (pois,  $\$33/1314$  kWh). Uma medida de conservação com um baixo FCC irá ter um alto valor de capacidade por kWh, como esperado. O valor da capacidade pode ser adicionado ao custo do combustível para cada kWh (custo marginal de curto prazo) para obter um valor de energia conservada (\$/kWh), que pode ser comparado diretamente como CEC. Uma medida do lado da demanda é econômica se o custo da energia conservada é equivalente o CEC.

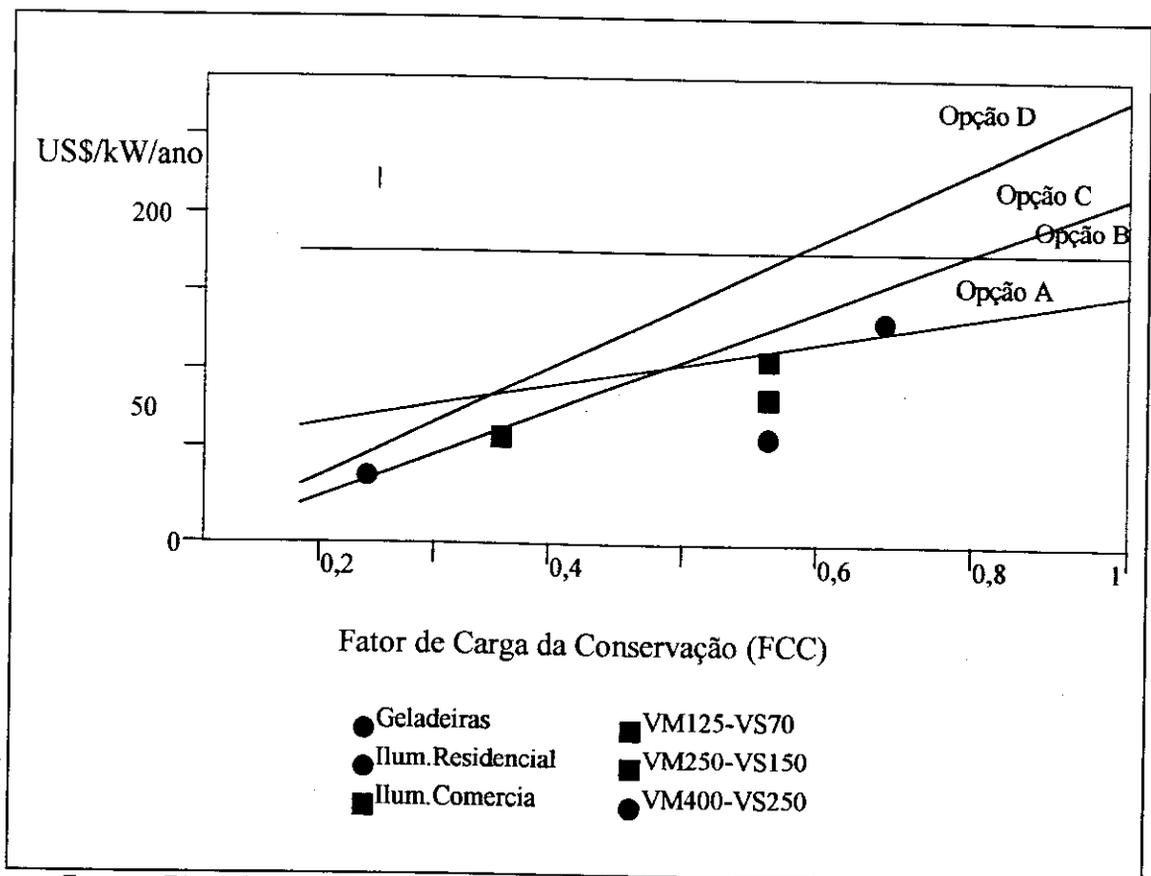
Uma vez que o FCC esteja determinado, a equação 5.34 pode ser utilizada para calcular quanto do pico da demanda, será economizado para um determinado número de kWh economizado. Esta equação também sugere que exista uma relação direta entre o FCC e o fator de capacidade da planta de geração. Para uma planta que opere somente na base, um kW que gera 5700 kWh possui um fator de capacidade igual a 0,65, enquanto que uma medida de conservação que economize 5700 kWh e reduz 1kW no pico da demanda possui um FCC igual a 0,65.

O FCC é análogo ao fator de carga da concessionária e ao fator de capacidade da planta de geração, e as medidas de conservação podem ser superpostas como pontos nas curvas de seleção. Este cálculo permite estender o método das curvas de

seleção para uma análise das opções de oferta, que incluía as medidas de conservação e administração da carga de acordo com seus impactos na economia de energia, bem como na redução do pico da demanda.

Uma curva de seleção para oferta de energia pode ser utilizada não apenas para comparar medidas de conservação de energia e administração da carga como opções de oferta, mas também para avaliar um conjunto de ações para implementação destas opções.

Utilizando da técnica apresentada por KOOMEY et al. (1990), FIGUEIREDO, F.M. et al. (1996) apresenta, para uma concessionária que compra 95% da energia que distribui, uma proposta de viabilidade de programas de gerenciamento pelo lado da demanda. A Figura 5.2 apresenta os resultados da comparação das diversas opções de demanda com as de oferta.



Fonte: Figueiredo, F.M. et al. (1996).

Figura 5.6: Comparação das opções de oferta e demanda

Nota-se que os programas de gerenciamento da demanda considerados atrativos, serão os que os pontos representativos no gráfico encontrarem-se localizados abaixo da linha correspondente à opção de oferta com a qual está sendo comparado.

### 5.7.2 - Fator de Efetividade de Custo (FEC)

Uma opção de conservação de energia e administração da carga, possui custo efetivo em relação à oferta de energia se sua representação na curva de seleção corresponde, a um ponto abaixo da linha que representa a opção de oferta de mínimo custo. Como a maior parte desses pontos encontram-se abaixo das linhas que representam as opções de oferta, existe para cada medida um valor do *Fator de Efetividade de Custo* (FEC). Este índice permite uma comparação das medidas junto à curva de seleção de recursos. E é definido como:

$$FEC = \frac{CEC(FCC)}{CECS(FC)} \quad (5.35)$$

onde:

CECS - custo de oferta de energia obtido através de análise na curva de seleção para oferta de energia em função do FC.

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

Cada medida avaliada através do cálculo do FEC possuirá custo efetivo se este for menor do que unidade.

Em se considerando fontes de energia renováveis, estas são caracterizadas por um fator de carga e capacidade típico e

um custo de acordo com este fator de capacidade. Deste modo, nas curvas de seleção sua caracterização será dada por um ponto, representando uma opção para de conservação e a efetividade destas tecnologias podem ser representadas pelo FEC como:

$$FEC = \frac{CE(FC)}{CECS(FC)} \quad (5.36)$$

onde:

CECS - custo da oferta de energia fornecido pela curva de seleção

CE - custo da energia fornecida pela fonte renovável em relação ao fator de carga considerado

O cálculo do FEC possibilita uma análise mais precisa das opções de oferta de energia, visto que, este índice estabelece uma relação entre o custo para economizar e o custo para gerar 1kW. Ou seja, é definido como sendo o quociente entre o custo anual de um programa de conservação e o custo anual da tecnologia de geração mais econômica, com  $FCC = f$  (SAUER, I. L. e AVENDAÑO M. F. S., 1996).

Pode-se então, também escrever, o FEC:

↳ fator de carga.

$$\text{Custo Anual por kW Economizado (\$/kW ano)} = \frac{CEC \times 8760 \times FCC}{1000} \quad (5.37)$$

$$FEC = \frac{\text{Custo Anual por kW Economizado (\$/kW ano)}}{\text{Custo Total Anual de Geração (\$/kW ano)}} \quad (5.38)$$

No estudo de AVENDAÑO e SAUER (1996), apresenta-se valores de FEC igual a 0,97 para um programa de conservação de energia em refrigeradores, e 0,45 para eficiência em

iluminação, todos em relação a usinas de turbina a gás para geração. Indicando que, para cada US\$ 100 de investimentos no aumento da capacidade geração com turbina a gás, faz-se necessário investir US\$ 97 em tecnologias eficientes de refrigeração e US\$ 45 em iluminação, para evitar a expansão

Nota-se que, como o cálculo do FEC leva em consideração os custos de suprimento, a ordenação feita por este índice é mais adequada.

Na composição de um diagrama que represente o potencial de cada medida de conservação e/ou administração da carga de acordo com o FEC, estabelece-se o eixo vertical para representar os valores do FEC, enquanto o horizontal, o potencial das medidas a serem consideradas. Este diagrama apresenta-se na forma de “degraus”, de sorte que a conservação de energia, medidas de administração da carga e fontes de energia renováveis podem ser organizadas e ordenadas, da esquerda para direita de acordo com o custo efetivo. De tal forma, que os valores de FEC positivos e menores do que um, possuirão custo efetivo (FIGURA 5.6(a)).

Esta representação irá ser útil na análise integrada dos recursos de geração e uso final, contemplando à idéia de PIR. O diagrama de recursos cumulativos de demanda e oferta de acordo com o FEC, formado em conjunto com o diagrama de CEC, indica em ordem crescente dos valores de FEC, quais as tecnologias factíveis de serem implantadas, e ainda fornece o valor para conservar energia de cada tecnologia em estudo.

A Figura 5.3, apresenta uma diagrama cumulativo de recursos de demanda e oferta segundo o FEC, feito para uma proposta de PIR para uma concessionária, o qual compõe o conjunto de ferramentas para uma proposta de planejamento, contra a existente.

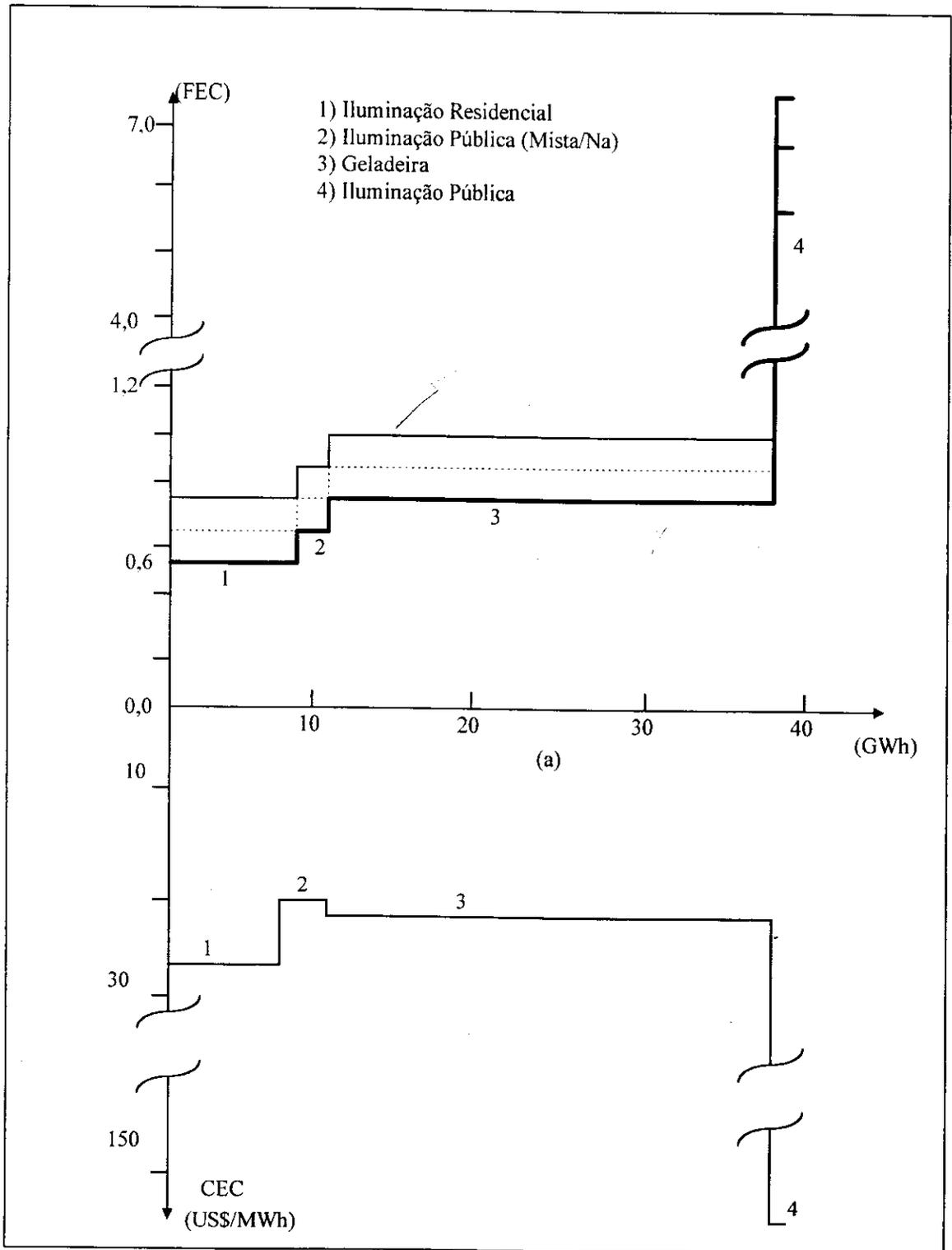


Figura 5.7: Diagrama de recursos cumulativos x FEC x CEC  
 Fonte: Sauer et alil. (1994)

## 5.7 - Conclusões.

A prática mais comum nas empresas concessionárias de energia baseia-se na estipulação dos custos alternativos de geração para suprir a demanda prevista, segundo processo decisório baseado na análise do custo unitário uniforme (US\$/MWh) e do custo do kilowatt instalado (US\$/kW). Para a contemplação de um estudo integrado, se faz necessário a análise de custos tanto das opções de conservação como das de suprimento. O potencial técnico-econômico de conservação de um sistema energético necessita da discriminação do modo como a transformação da energia elétrica em energia útil se processará, salientando-se as eficiências intrínsecas aos processos envolvidos. O estudo as tecnologias de uso final vigentes e das possibilidades de otimização eficiente fundamentam os estudos econômicos de composição de custos de programas de conservação e sua conseqüente viabilidade no planejamento.

A partir da preparação dos estudos das tecnologias de uso final atuais no sistema e da possibilidade técnica de melhoria de eficiência de equipamentos e processos de usos finais, deve-se efetuar a contabilização de custos de energia conservada (CEC) e os fatores de carga da conservação (FCC) respectivos a cada programa.

A ordenação específica das possibilidades de projetos por técnicas de diagramação, segundo consideração das figuras de mérito intrínsecas aos custos já calculados e do cálculo do fator de efetividade de custo (FEC), suportarão o processo decisório final pela comparação direta dos recursos dentro do PIR em estudo.

São aspectos relevantes das figuras de mérito envolvidas:

Para avaliação da implantação de tecnologias eficientes, utiliza-se o custo da energia economizada (CEC). O procedimento para o cálculo envolve o custo total anualizado da tecnologia para conservação dividido pelo número de kWh economizado.

O CEC e a TIR não compara diretamente alternativas com vidas úteis diferentes. Em um estudo orientado somente para a conservação de energia elétrica isto não é tão grave. No entanto, para o PIR, muitas oportunidades de conservação de energia envolvem a possibilidade de mudança no tipo de geração de energia. Na avaliação dos programas de GLD o custo do kWh economizado associados à energia a ser conservada, o CEC deve ser utilizado como uma forma de avaliar as prioridades (CEC x Negawatts). Lembrando-se que, o CEC considera o custo direto da energia conservada sem observar a incidência dos equipamentos de usos finais na curva de carga.

O FEC é uma figura de mérito que mede a relação entre o custo para economizar e o custo de geração de 1kW. De modo que, estabelece uma relação, para a ordenação das medidas a serem tomadas, mais precisa do que o CEC, visto que o FEC considera os custos do suprimento para as características de consumo específico.

O FCC é análogo ao fator de carga da concessionária e ao fator de capacidade da planta de geração, e as medidas de conservação podem ser superpostas como pontos nas curvas de seleção. Este cálculo permite estender o método das curvas de

seleção para uma análise das opções de oferta, que inclua as medidas de conservação e administração da carga de acordo com seus impactos na economia de energia, bem como na redução do pico da demanda.

Uma curva de seleção para oferta de energia pode ser utilizada não apenas para comparar medidas de conservação de energia e administração da carga como opções de oferta, mas também para avaliar um conjunto de ações para implementação destas opções. A mesma taxa de desconto é utilizada para anualizar investimentos e na elaboração das curvas de seleção para opções de oferta. Este método é o primeiro ou único, que até agora permite uma comparação de medidas de conservação e administração da carga com as opções de oferta, levando em consideração a duração da medida de conservação em relação ao pico da concessionária.

# CONCLUSÃO

---

# 6

# CONCLUSÕES e RECOMENDAÇÕES

---

## 6.1 - Introdução

A crise econômica enfrentada pelo Brasil nos últimos anos não impediu que a demanda por eletricidade crescesse, o que determina a necessidade de ampliação do sistema existente. As limitações de financiamento, pressões em relação ao meio ambiente e uma redefinição das funções que corresponderam aos governos e aos setores público e privado no processo de desenvolvimento, ressaltam a necessidade de um planejamento mais consistente onde os critérios de eficiência prevaleçam.

Este trabalho aborda aspectos das técnicas de planejamento da expansão tradicionalmente utilizadas, com o propósito de buscar subsídios para melhor compreensão, e ao mesmo tempo um estudo sistemático de Planejamento Integrado de Recursos (PIR). A análise da técnica de PIR, em todos seus aspectos, e a necessidade de ser considerado no planejamento atual, é feita com a finalidade de apresentar uma proposta metodológica que permita uma análise consistente e coerente das necessidades futuras de energia.

## 6.2 Características do Setor Elétrico Brasileiro

Diante da perspectiva de inserção do PIR nos estudos de expansão do setor elétrico, cumpre apresentar um diagnóstico técnico. Sua elaboração, requer um espectro abrangente de informações das diferentes etapas do processo de planejamento. O diagnóstico deverá indicar a descrição do processo de planejamento, os planos estratégicos, as características técnicas e operacionais entre outras. As questões consideradas são:

- *a configuração do atual sistema elétrico (geração e transmissão),*
- *as análises e técnicas disponíveis para o planejamento da expansão,*
- *os dados apresentados pelos principais planos estratégicos (para expansão) nos diferentes horizontes de planejamento*
- *a relevância da conservação de energia<sup>1</sup>.*
- *coordenação do planejamento*

Em relação às questões abordadas, são mostrados na Tabela 6.1 as características básicas (composição física) do setor elétrico.

*Tabela 6.1 - Características básicas do Setor Elétrico brasileiro - 1995.*

<b>Configuração<sup>(1)</sup></b>	2 sistemas interligados 55.512 MW (capacidade total instalada) (Sul/Sudeste/C. Oeste) Sistemas isolados na região amazônica
<b>Potencial hidrelétrico<sup>(2)</sup></b>	263.000 MW

<sup>1</sup> Aqui ressalta-se também a importância dos aspectos de meio ambiente e desenvolvimento tecnológico.

<b>Participação das UHEs</b>	96,7% (260.678 GWh) (50.687 MW - capacidade instalada)
<b>Sistemas Isolados</b>	1.721 MW (capacidade total) 1.185 MW(usinas termoelétricas) 536 MW(usinas hidrelétricas)
<b>Consumidores</b>	38.1 milhões (TOTAL) 32.5 milhões (residencial)
<b>Transmissão<sup>(3)</sup></b>	150.000 km (TOTAL) 69, 138, 230, 440, 500 kV <u>ITAIPU</u> 600 kV (CC) 750 kV (CA)
<b>Conservação (proposta)</b>	130 Twh (até 2015)

Fonte: *Elaboração própria a partir do Plano 2015, Plano Decenal, e o Plano de ação do PROCEL 95/97.*

Notas: (1) *Atualmente existem estudos para uma interligação de 500 kV entre os sistemas.*

(2) *Estimado através de estudos baseados em informações sobre topografia, vazões naturais dos rios e índices pluviométricos.*

(3) *Os sistemas com níveis de tensão mais elevados são de propriedade da Eletrobrás e suas quatro subsidiárias. A existência de fronteiras mais complexas entre essas companhias e as companhias de distribuição menores, tem aumentado, de modo que, ultimamente foram feitas adaptações para os novos projetos de transmissão com as tensões padrão de 69, 138, 230, 500 e 750 kV.*

### 6.2.1 - Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

Da discussão metodológica de planejamento de sistemas de energia elétrica, é essencial a compreensão dos conceitos relativos ao planejamento das concessionárias, bem como da

sua coordenação. Muitos desses conceitos serão largamente utilizados dentro do contexto de PIR.

O planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro, consiste num processo com diferentes etapas, as quais devem interagir no sentido de proporcionar o programa das obras atendendo critérios de mínimo custo. Resumidamente (Figura 6.1) a metodologia compreende a sequência: o plano de expansão da geração é feito junto com a transmissão a partir dos cenários da demanda<sup>2</sup>; os estudos ambientais por sua vez podem acarretar revisões nos planejamentos da geração e da transmissão; os estudos de ampliação do sistema de distribuição não estão diretamente interligados com os da geração e transmissão, ainda que nas análises de curto prazo é exigida uma aproximação, dado a alocação dos recursos financeiros entre geração, transmissão e distribuição.

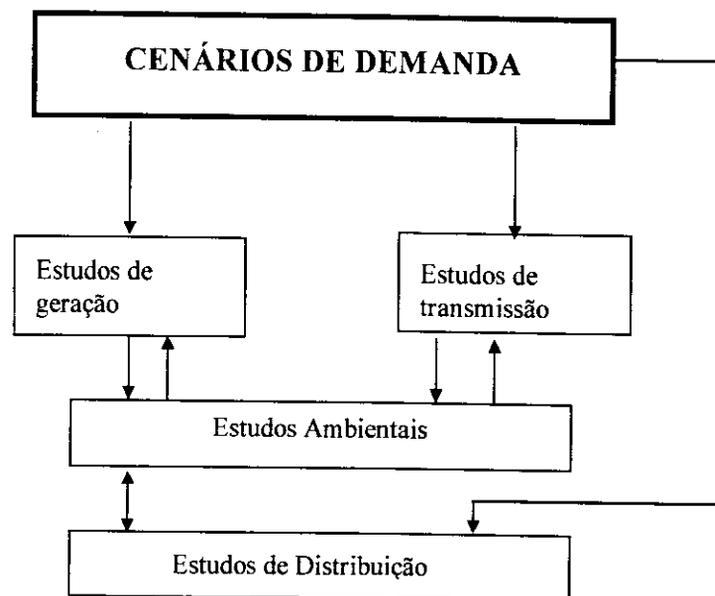


Figura 6.1 - Processo de planejamento da expansão  
 Fonte: Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015- ELETROBRÁS.

<sup>2</sup> Pode ocorrer que estudos da expansão da transmissão acarretem em aumentos na geração.

A esta sequência estão associados (além das características), metodologias de planejamento e critérios. Algumas características relevantes do planejamento do setor elétrico brasileiro são:

- O planejamento da expansão da geração e transmissão do sistema elétrico brasileiro é realizado pelo GCPS. Compreende a duas etapas: expansão e programação e operação do sistema, sendo esta última realizada em conjunto com o GCOI.
- A metodologia atual de planejamento está dividida em Planejamento Estratégico e Planejamento Tático. Respectivamente referem-se a expansão do sistema, e ao planejamento e programação da operação, sendo objetivo deste último, minimizar os custos operativos do sistema elétrico que surgem a partir do planejamento da expansão. Devido ao porte das obras de geração de energia elétrica e à antecedência com que as decisões devem ser tomadas, são considerados horizontes diferenciados de planejamento (longo, médio e curto prazo).
- O planejamento deve determinar o conjunto de obras e a ordem de entrada em operação que minimizem os custos de investimento e operação. De uma forma mais abrangente o que se pretende é satisfazer as necessidades previstas com um nível definido de qualidade e segurança e ao mesmo tempo minimizar o custo total.
- O índice custo/benefício é utilizado para avaliação econômica entre fontes de geração e comparação de programas de expansão.

Tabela 6.2 - Transformações para o Setor Elétrico - Brasil.

<b>Aumento da complexidade do sistema.</b>	Diversidade de fontes energéticas, Expansão da geração termoelétrica, Grandes hidrelétricas na Amazônia, Grandes interligações
<b>Reformulação Institucional do Setor Elétrico</b>	Competitividade na geração; Ampliação do setor privado, produtor independente, cogeração, ESES, etc. Intensificação das atividades ligadas a coordenação do planejamento da expansão e da operação do sistema.
<b>Elevação dos Custos Marginais</b>	Possível elevação das tarifas de energia elétrica em virtude do aumento dos custos de expansão devido ao esgotamento das fontes hidrelétricas econômicas e próximas dos grandes centros de consumo.
<b>Restrições Financeiras</b>	Dificuldades para viabilizar o número de investimentos necessários ao atendimento do mercado.
<b>Restrições Ambientais e Sociais</b>	Mudanças no que diz respeito à implementação de empreendimentos e quanto ao processo de decisão participativa perante a sociedade
<b>Tecnologias e Indústrias</b>	Contínuo desenvolvimento tecnológico, recursos humanos, estrutura industrial e de serviços eficiente

Fonte: Elaboração própria com base em FILHO A. V.(1996).

Nota: ESES - Empresas de Serviços Energéticos

### **6.2.2 Análise da Metodologia de Planejamento da Eletrobrás.**

Face às características do setor elétrico brasileiro, constata-se no planejamento da expansão, a natureza combinatória do problema de investimento, uma vez que a procura de soluções resulta na formulação das propostas de cronogramas de obras e ações. O planejamento da operação caracteriza-se como um problema estocástico e não linear, visto que se pretende determinar o valor esperado dos custos de operação. Fica claro a necessidade do conhecimento detalhado das características físico-operativas e econômicas das fontes de geração e as previsões de mercado, uma vez que constituem-se nas principais informações consideradas no processo de planejamento, e ainda a inclusão de níveis de segurança e restrições ambientais.

Um aspecto importante no planejamento energético, é a existência de uma inter-relação oferta-demanda, que se expressa na competitividade da energia elétrica em relação às outras formas de energia, definindo sua maior ou menor participação na satisfação das necessidades globais de energia do país. Entretanto, esta inter-relação, é de difícil modelagem e nos estudos atuais de planejamento da expansão, do sistema elétrico brasileiro, considera-se a demanda conhecida "a priori", com base no estabelecimento da participação da energia elétrica nos cenários energéticos e econômicos futuros (ELETROBRÁS-PLANO 2015, 1994).

O mercado previsto no planejamento estratégico da Eletrobrás pode ficar entre 563 TWh no cenário de menor crescimento, e 826,4 TWh para o maior crescimento esperado em 2015. Para os cenários de crescimento econômico mais baixo, a demanda por energia elétrica tende a apresentar

crescimento maior do que o da economia. As hipóteses, mais importantes, da elaboração destes cenários foram:

- aumento dos níveis tarifários (67 US\$/MWh)
- política de conservação (11, 12, 14, 15% em 2015, para cada cenário respectivamente)
- redução das exportações ( para consumidores industriais eletrointensivos).

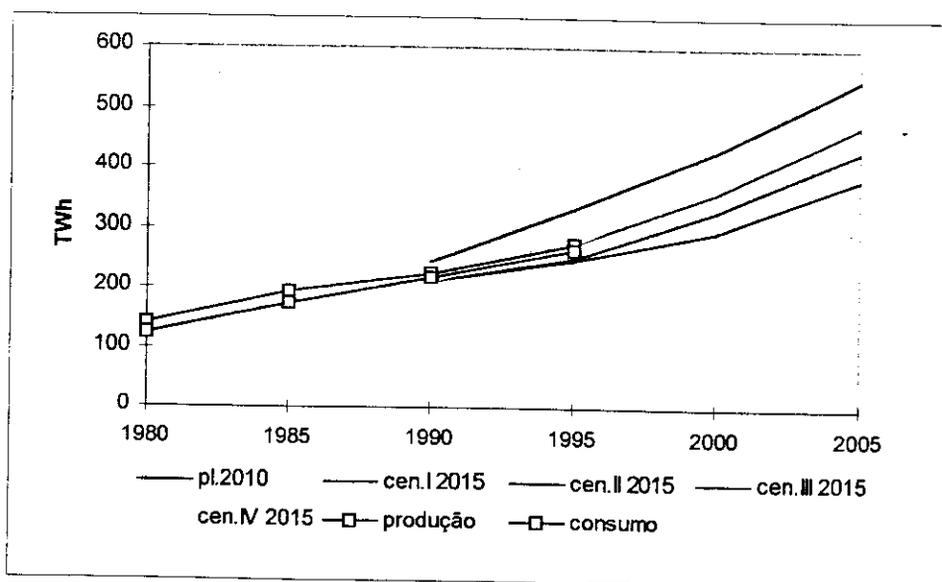
Esta etapa do planejamento do setor elétrico (a composição dos cenários de demanda), é de grande importância no processo de tomada de decisão, para a expansão. Ainda que, as ações tenham resultado na expansão da oferta, as projeções de demanda interferem, diretamente, em onde e de quanto deverá ser o acréscimo ao parque gerador.

No entanto, o que se pode constatar, é que em relação ao Plano 2010 (antecessor do atual plano de expansão, publicado em 1987), são encontrados atrasos significativos nas realizações. Entre 3 anos para o cenário IV, e 9 anos para o cenário I. Significando que, de acordo com o Plano 2010, muitos desses valores de mercado já estariam realizados. Fazendo-se essa mesma comparação com os planejamentos de médio prazo (Plano Decenal de Expansão), verifica-se que as novas previsões (1996-2005) são superiores às adotadas anteriormente (1995-2004), representando para o consumo de energia elétrica no Brasil uma antecipação em torno de 1 ano. E, 1,5 anos, no caso da comparação entre o Plano 2015 e o Decenal 1995-2004.

Um fato importante, é o expressivo aumento do consumo de energia nas classes residenciais, ocorrido em 1995. Registrou-se para esta classe, cerca de 26% do consumo total de energia elétrica, 63,5 TWh. As previsões apontavam um aumento no consumo e uma redução na sua participação do

consumo total do país. O cenário com a maior expectativa apresenta 65 TWh de consumo com uma participação global de 23,7% (cenário IV). Um ponto importante é a verificação da expansão do consumo médio por consumidor, que reflete a expansão das vendas e elevação no nível de utilização de aparelhos eletrodomésticos.

Assim, percebe-se que embora as projeções atuais apoiem-se em estudos preliminares que avaliam as perspectivas de evolução das variáveis estruturais e conjunturais que mais interferem no consumo de energia elétrica e contemplem a conservação de energia<sup>3</sup>, existe, nesta projeção, a “persistência” do modelo tradicional, baseado em análise das tendências manifestadas no passado. Há neste modelo de planejamento o enfoque no consumo de energia e não nos serviços prestados. A projeção de demanda não contempla aspectos de posse de equipamentos e hábitos de usos. A Figura 6.3 apresenta as divergências entre o consumo projetado e o real constatado.



Fonte: Elaboração própria segundo Balanço Energético Nacional e o Plano 2015

Figura-6.2: Comparação entre energia produzida, consumo e os cenários de mercado do plano 2015.

<sup>3</sup> Embora o PROCEL venha apresentando avanços significativos, ainda é considerada pequena, a participação deste recurso no planejamento.

É avaliação da Eletrobrás que as discordâncias (atrasos ou antecipações) nos planos de expansão são, em parte, devidos à crise econômica vivida nos últimos anos. Sendo assim, a crise, coloca em questão a economicidade das obras do setor elétrico em relação ao seu modelo de planejamento vigente. A crise incentiva a procura de novos caminhos, ao passo em que existe a oportunidade de se discutir o modelo institucional, refletindo a necessidade da participação de outros atores (a sociedade) no processo.

De fato, atender aos requisitos de economia e confiabilidade, torna a natureza do planejamento do setor elétrico brasileiro, enquanto concessionário de serviço público, conflitante. Um serviço com alta qualidade requer grandes investimentos, o que reduz o valor esperado da energia não suprida, e, por outro lado, eleva o custo total da expansão. Sendo assim, o objetivo deve ser encontrar o ponto de equilíbrio entre o custo de produção e a confiabilidade do sistema. O planejamento da expansão necessita ao mesmo tempo de abordagens da demanda e da oferta.

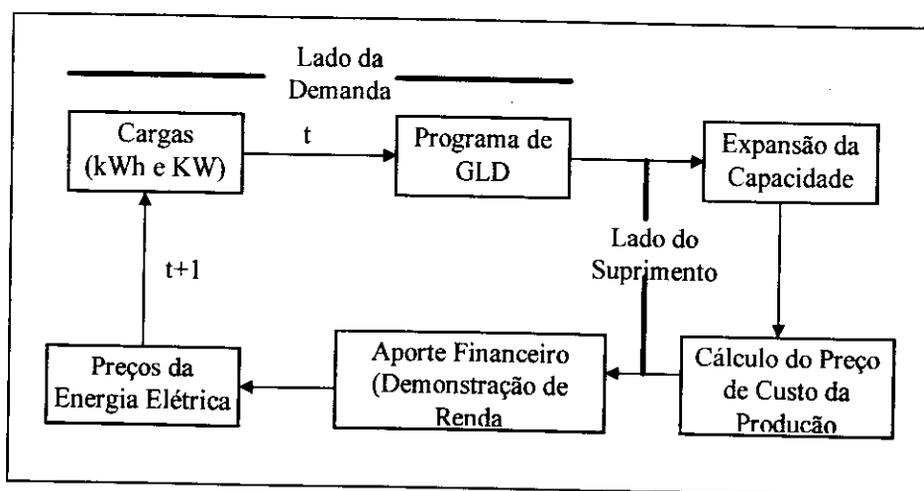
### **6.3 - Planejamento Integrado de Recursos**

Seguindo o raciocínio da priorização do benefício máximo proporcionável pelos processos de transformação da energia (da origem até o consumidor final) com a minimização dos custos envolvidos, o *Planejamento Integrado de Recursos* surge como paradigma “contestador”, pela análise dos usos finais, dos aproveitamentos energéticos atuais, alicerçado no modelo da oferta irrestrita como saneamento das projeções de consumo.

Resultante das análises de *least cost planning*, o PIR concentra-se na alocação ótima dos recursos energéticos, compondo cenários de projeção de consumo diferenciados conceitualmente, segundo decisão de investimento. Aqui se faz necessário a observação de que, compreende-se como recursos todas opções disponíveis de suprimento e serviço energético, além do que nas decisões de investimentos, se faz uso de figuras de mérito econômico abrangentes, tanto nas opções de oferta como de demanda.

A metodologia tradicional de planejamento, considera o efeito dos programas de conservação de energia como uma redução na previsão total (PT) para o mercado ( $P = PT - \text{CONSER}$ ), a previsão (P) é então encaminhada para o desenvolvimento do plano de expansão.

No PIR, as projeções de demanda são integradas com os recursos de conservação, recursos de oferta, as taxas de crescimento, planos financeiros, além de ressaltar a importância que cada um destes componentes tem com os outros (HIRST, 1994). A Figura 6.3 mostra um processo de integração, com alguns desse elementos.



Fonte: HIRST (1994)

Figura 6.3 - Integração dos elementos do processo de planejamento.

Nota - t representa o ano de análise

Para a caracterização do PIR tem-se:

A definição:

• *Planejamento Integrado de Recursos é um processo pelo qual procura-se planejar, implementar e avaliar, no mesmo tempo, opções do lado da oferta e da demanda, para encontrar o custo efetivo das necessidades, de serviços energéticos, dos consumidores.*

• É um planejamento voltado para alocação ótima dos recursos, que implica em:

- uso racional dos serviços de energia;
- considerar a conservação e T&D como recursos energéticos;
- utilizar o enfoque baseado nos usos finais para determinar o potencial de conservação e os custos e benefícios envolvidos na sua implementação;
- promover o planejamento com maior eficiência e adequação ambiental, conjuntamente com a participação pública.
- realizar a análise das incertezas associadas com os diferentes fatores externos e as opções de recursos.

O processo:

**•Fase 1 - Definição das Necessidades:**

- A fixação de metas é o primeiro ponto no processo: estas dizem respeito às estratégias econômicas, financeiras, sociais e ambientais.

- No início, a projeção da demanda baseada no perfil da carga e do consumidor, assume papel significativo na medida em que aponta onde e como agir (redução do pico e do consumo de energia).
- As projeções de demanda, a disponibilidade e os custos unitários permitem avaliar a necessidade de recursos adicionais.

**•Fase 2 - Identificação e Seleção das Opções:**

- Esta fase consiste em identificar e avaliar todos os recursos (oferta/demanda) disponíveis: programas de GLD, compra de energia de outros geradores, reforços nos sistemas de transmissão e distribuição, e, medidas na operação, de modo que atenda às necessidades dos consumidores.
- Desenvolve-se os portfólios de recursos integrados, para cada previsão de demanda, formados pela combinação de recursos de oferta e demanda (MegaWatts e NegaWatts).
- Na avaliação dos recursos são utilizadas figuras de mérito que indiquem os custos correspondentes em relação às medidas adotadas, ainda que esta avaliação não deva ser, somente, baseada em custos.

**•Fase 3 - Desenvolvimento do Plano, Avaliação e Seleção:**

- De acordo com os objetivos do plano, elabora-se os cenários, onde são detalhadas as opções factíveis para os setores consumidores, que serão afetados, pelas medidas a serem adotadas. Em seguida avaliam-se estes cenários verificando o impacto das medidas na concessionária.

- Logo após, é feita a comparação econômica entre as alternativas. Para determinar de forma integrada, qual é a mais economicamente viável, visando a proposta de programas de conservação e oferta de energia conjuntos.

• **Fase 4 - Implementação do Plano:**

- Nesta fase desenvolve-se o plano de ação/estratégia, incluindo o custo da implementação e realização das metas. Deverá conter as etapas para aquisição dos recursos, monitoramento do plano integrado de recursos (ajustes na projeção da demanda), efetividade das opções, etc.

- Nesta fase ocorre com maior intensidade a participação da sociedade na análise de questões relevantes como as de meio ambiente e regulamentação.

Consideram-se ainda para uma realização concisa do PIR os seguintes aspectos adicionais:

- A projeção da demanda de serviços observando:
  - que a projeção influencia oportunidades de eficiências;
- Os recursos de eficiência adotando:
  - a utilização de custos marginais ao nível de cada medida;
  - a consideração das limitações das taxas de penetração;
  - a análise de sensibilidade de custos, conservação e taxas de desconto.

- Contabilização da transmissão e da distribuição gerada, incorporando:
  - os custos marginais de transmissão e de distribuição correspondentes às perspectivas de oferta;
  - as perdas de energia nos processos de transmissão e distribuição como evitadas nas opções de conservação, em detrimento da geração.

### **6.3.1 Previsão do Consumo e Demanda de Energia.**

As características da demanda variam por tipo de consumidor, área geográfica, e período de utilização, sendo assim necessário o conhecimento das cargas em um nível desagregado. As propriedades da demanda agregada podem ser completamente diferentes das cargas individuais, de modo que desagregação das cargas é importante no processo de planejamento do sistema.

A previsão da demanda e do consumo é o primeiro passo para a elaboração de um plano integrado de recursos. No PIR a ênfase está no serviço energético, de forma que a metodologia utilizada para projeção da demanda deve ser baseada nas análises dos usos finais. Os aspectos relevante desta metodologia são:

- considera-se dados referentes a posse de equipamentos e hábitos de uso;
- dados desagregados por setor de consumo e tipo de equipamento
- avaliação da inserção de programas de GLD
- análise das tecnologias mais eficientes

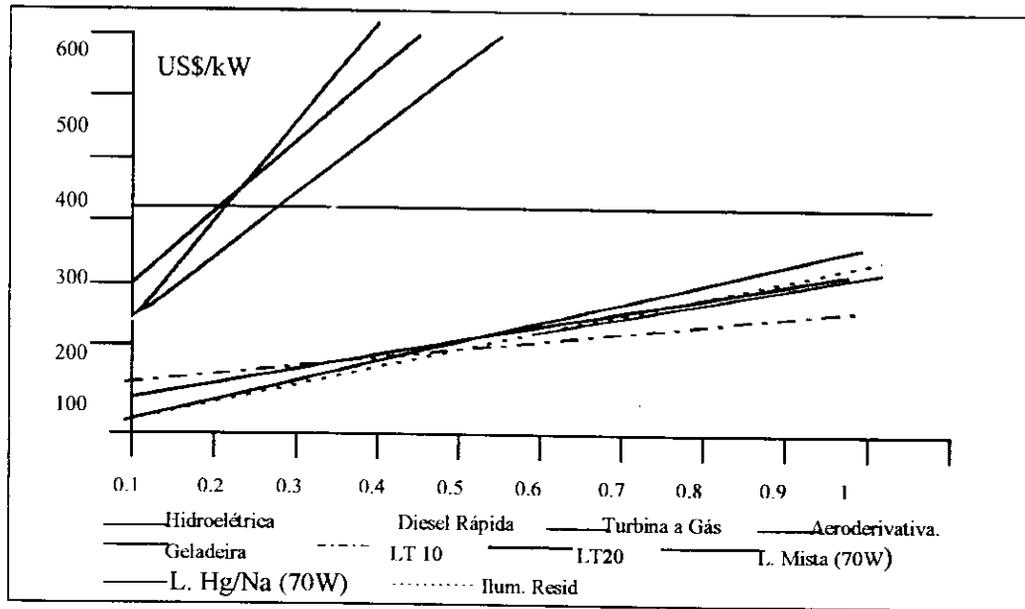
Os objetivos destas análises consistem em:

- obtenção das curvas de cargas por setores de consumo
- obtenção das curvas de cargas por equipamento de uso final
- análise da possível redução do pico e do consumo de energia.

### **6.3.2 Avaliação e Integração dos Recursos**

A proposta do PIR estabelece, antes de tudo, estreita relação entre aspectos inerentes ao suprimento, a carga e aos usos finais da energia. Para avaliação e integração dos recursos considera-se:

- 1) Computação no ano horizonte de qual a composição do atendimento da demanda de serviços energéticos entre Mega e Negawatts-hora, por ordem de mérito econômico, segundo disponibilidade de oferta e demanda.
- 2) Comparação entre as diferentes opções utilizando o custo do kW gerado/economizado em função do fator de carga da conservação (FCC), de modo que as opções de oferta e demanda sejam apresentadas no mesmo diagrama.



Fonte: Sauer et alli.(1994)

Figura 6.4 Custo anual x FCC de acordo com as alternativas de geração e transmissão.

3) Cálculo dos custos de energia conservada (CEC) e sua representação gráfica;

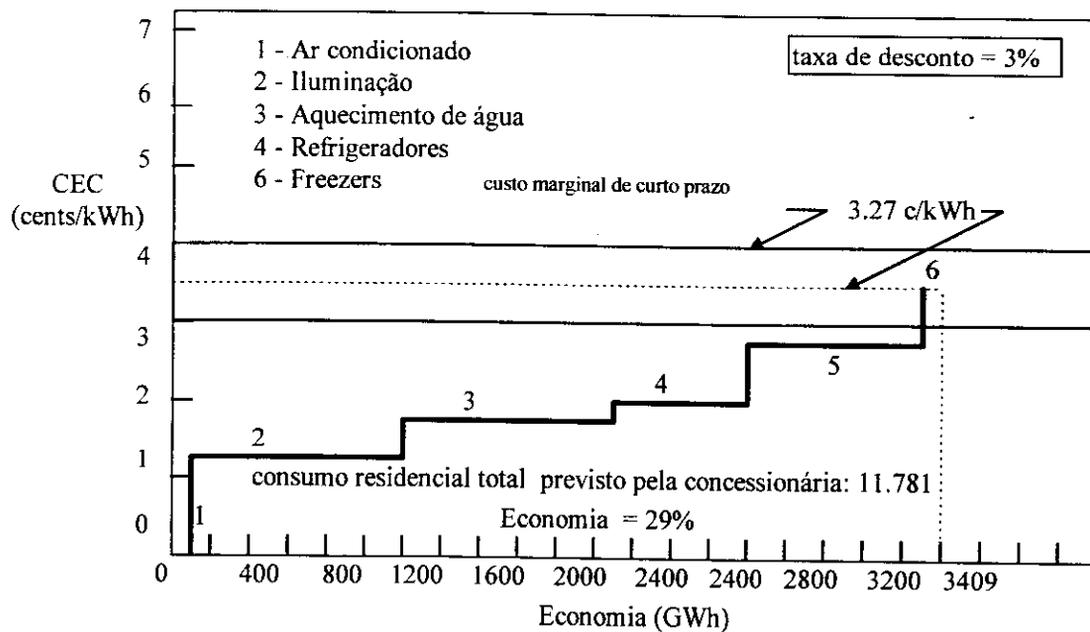


Figura 6.5 - Representação do Custo da Energia Economizada x Economia de Energia. Análise dos Recursos de GLD para o setor residencial de Michigan - EUA.

Fonte: KOOMEY, J. et alli, (1990)

4) Construção da curva integrada de recursos de demanda, segundo contabilização do fator de efetividade de custo (FEC).

5) Construção do diagrama de recursos cumulativos de demanda e oferta, segundo o fator de efetividade de custo (FEC) composto com o diagrama indicando o custo da energia conservada.

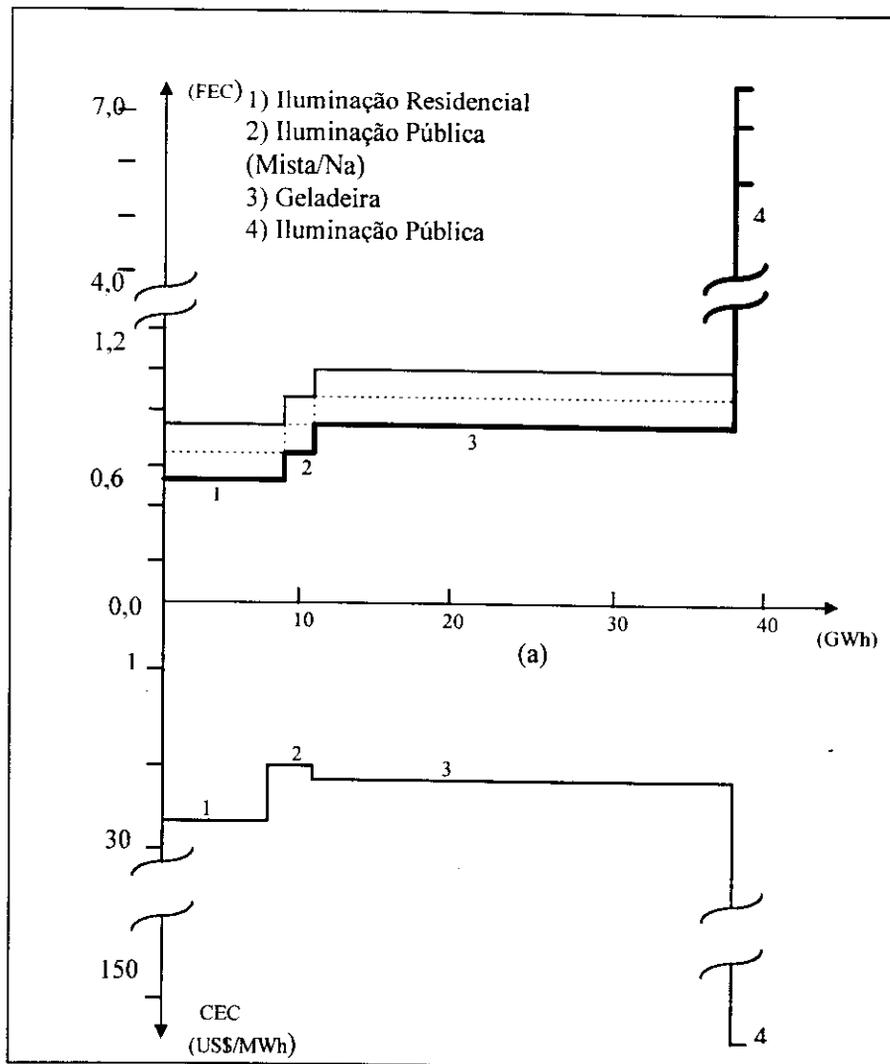


Figura 6.6: Diagrama de recursos cumulativos x FEC x CEC  
Fonte: Sauer et alli. (1994)

As técnicas utilizadas nas análises de aplicação de programas de conservação frente às opções de oferta (seleção dos recursos), utilizam-se de figuras de mérito para ordenação das opções por custos:

Custo da energia conservada<sup>4</sup> (CEC). - Este, considera o custo direto do MWh economizado sem observar a posição dos usos na curva de carga, resultando-se insuficiente para ordenação econômica dos programas de conservação. Assim, o fator de efetividade de custo (FEC) por relacionar o custo de conservação de um determinado programa com o custo da opção de oferta, para cada ponto da curva de duração de carga, é um indicador melhor. De outra maneira, o FEC é um indicador que mede a relação para economizar e o custo de geração de 1 kW.

A ligação entre as figuras de mérito apresentadas configura-se na formulação do custo de conservação pelo fator de carga da conservação (FCC), relação entre a média de carga anual conservada e a carga conservada no pico, indicando (em percentagem) o quanto um programa de conservação compete com a geração de ponta.

$$FCC = \frac{\text{Demanda Media Anual Economizada}}{\text{Demanda Economizada no Pico}} \quad (6.1)$$

$$FEC = \frac{CEC(FCC)}{CECS(FC)} \quad (6.2)$$

para o custo anual de conservação:

$$\text{CUSTO ANUAL DE CONSERVAÇÃO} = \text{CEC} \times \text{FCC} \times 8,76 \\ (\text{US\$/kWh})$$

onde:

CECS - Custo de oferta obtido através de análises na curva de seleção de recursos para oferta de energia em função do FC.

FCC - Fator de carga da conservação

CEC - custo da energia economizada para uma determinada medida, de acordo com o FCC

<sup>4</sup> Aqui a observação é feita devido em muitos programas de conservação, este ser o único parâmetro utilizado.

As curvas de seleção para opções de oferta e demanda (Figura 6.4) e os fatores de carga da conservação e de efetividade de custos, são propostas apresentadas pela *primeira vez*, como ferramentas, para o planejamento da expansão. Estes elementos de análise econômica e financeira são utilizados nas avaliações dos programas de gerenciamento da demanda em conformidade as definições e critérios do PIR. Podem indicar soluções para atendimento à demanda requerida, que até então vinham sendo desconsideradas pelo planejamento tradicional.

#### **6.4 - Recomendações**

As necessidades, cada vez mais acentuadas, de ampliação do setor elétrico existente proporciona o ambiente necessário à discussão do PIR frente ao modelo de planejamento utilizado pela Eletrobrás.

Dada a estrutura do sistema elétrico brasileiro, existem desafios a serem enfrentados, cuja avaliação e reconhecimento são indispensáveis para a elaboração de um plano integrado de recursos: a) atendimento às necessidades da demanda a curto e médio prazo e o crescente consumo de energia; b) coordenação do planejamento da expansão e da operação dos sistemas interligados e isolados; c) questões de meio ambiente e conservação de energia.

Ao se planejar a expansão do sistema elétrico brasileiro adota-se critérios que deverão atender a requisitos econômicos e de confiabilidade de fornecimento. A utilização de um índice de

probabilidade de déficit igual a 5%<sup>5</sup>, mostra-se menos conservador do que associar a capacidade de atendimento ao histórico das vazões naturais (energia firme), como era feito até o final da década de 80. No entanto não estão claras as bases da adoção deste critério. Um índice de 5% por si só não fornece informações das características do déficit de energia (duração e profundidade por exemplo).

O que mais chama atenção é que nos últimos planos de expansão do setor elétrico (Plano Decenal 1996-2005), apresentam-se as condições de atendimento em termos de riscos de déficit de energia superiores a 10% "... o sistema Sul/Sudeste/C. Oeste, no período de 1997/2000, apresenta riscos anuais de déficit de energia que superam o critério de planejamento de 5 %, atingindo o patamar de 11% em 1999...", estes são considerados em termos de déficit de qualquer valor.

Dada a ordem de grandeza destas probabilidades de déficits, ressalta-se a necessidade de se estabelecer o equilíbrio entre os recursos alocados e a qualidade do serviço, através da minimização dos custos de investimentos na expansão e despesas na operação. Como as indicações, atualmente, conferem para aumentos dos investimentos na ampliação do parque gerador, sugere-se que nesta etapa seja feita uma avaliação econômica dos custos e benefícios da energia elétrica para a sociedade. Faz-se necessário, a essa altura, frisar a importância de programas de GLD, para os planejamentos da expansão e operação. O mais importante é que a estes programas, associe-se a idéia de alocação ótima dos recursos em toda a economia, não apenas a função de conter o índice de déficit.

---

<sup>5</sup> Também chamado de critério da energia garantida este critério foi adotado pelo GCPS e GCOI a partir do final da década de 80.

# ANEXOS

---

## ANEXO - A

### RESUMO DA METODOLOGIA DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO -ELETROBRÁS

ETAPA	HORIZONTE /DISCRETIZAÇÃO	INFORMAÇÕES SOBRE O SISTEMA	RESULTADOS
Longo Prazo	30 anos, com discretização quinquenal (n+15, n+30) Econômicas Tecnológicas Energéticas	Previsões a longo prazo	linhas mestras de desenvolvimento do sistema.
	Periodicidade a cada 5 anos	Potencial energético total Usinas em operação Usinas em construção  Usinas a nível de projeto básico Usinas a nível de viabilidade Usinas a nível de Inventário Recursos estimados	Grandes troncos de transmissão.  Custos marginais de referência Política industrial e tecnológica Programa de inventário de recursos
Médio Prazo	15 anos, com discretização mensal (n+10,N+15)	Previsão a médio prazo  Econômicas Energéticas	Determinação do Programa de Expansão de Referência  Projetos de geração e sua programação Projetos de transmissão e sua programação Programa de estudos de viabilidade de projetos de Geração.
	Periodicidade a cada 2 anos	Potencial Energético Inventariado  Usinas em operação Usinas em construção Usinas a nível de projeto Básico Usinas a nível de viabilidade Recursos a nível de inventário	
Curto Prazo	10 anos, com discretização (n, n+10)	Previsões a curto Prazo  Financeiras Energéticas  Potencial energético a nível de viabilidade Usinas em operação Usinas em construção  Usinas a nível de projeto básico Usinas a nível de viabilidade	Determinação do programa de expansão de referência Programa decenal de Geração Programa decenal de transmissão Programação financeira do setor elétrico  Programa de estudos de projeto básico

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

ACIOLI, J. L., **Fontes de Energia**. Editora Universidade de Brasília, p.82, Brasília 1994.

ALMEIDA, T., A., **An introduction to integrated resource planning. Uso eficiente de la energia eléctrica en empresas eléctricas y usuarios finales**. Pontificia Universidade Católica de Chile-Santiago.

ARAÚJO, J. L. **Modelos de Energia para planejamento**, Tese preparada para o concurso de professor titular. Programa de Engenharia Nuclear e Planejamento Energético. Área Interdisciplinar de Energia. AIE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, setembro, 1988.

AVENDAÑO, M., F. S., SAUER, I. L., **Análisis de la viabilidad del planteamiento integrado de recursos en Punta Arenas**. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia. II Seminário Latino Americano de Energia. Volume III, p.1386. Brasil, Rio de Janeiro, 1996.

BARJAY, S. V., CARVALHO, E. B., JANUZZI, G. M., CORREA, P. B., WALTER, A. C. S., FERREIRA, A. L., ALMEIDA, M., **Planejamento Integrado de Recursos: Conceito, Origem, Difusão e vantagens em Comparação com o Planejamento Tradicional do Setor Elétrico**. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia II Seminário Latino Americano de Energia - Vol. III, p. 1714, 1996. Brasil, Rio de Janeiro, 1996.

BOWLES, D., **Corporate Culture and The Changing Utility Industry, Demand Side Manangement Strategies in Transition**. Third National Conference on Utility DSM Programs, Synergic, Resources Corp. Cymwyd, Washington. USA, 1987.

BRASIL, DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUA E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE. **Nova Tarifa de Energia Elétrica. Metodologia e Aplicações**. Brasília - DF, 1985.

BRASIL, MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - 1995**. Ano Base 1994 Brasília, D.F. 1995.

CABALLERO, J. C. R., **Metodologia para Caracterização dos Usos Finais de Energia no Setor Residencial: Caso da Empresa de Energia de Bogotá - Colombia**. Tese de Mestrado. Programas Interunidades de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo, 1995.

DUTT, G. S. **Techniques for End-Use Electricity Analysis and Conservation Program Design an Evaluation: A Manual**, Volume A: Technical and Economic End-Use Analysis, Princeton, NJ, 1992.

DUTT, G. S., **Electricity at Least Cost: A manual on the end-use oriented approach to electricity supply in India**. The Center for Energy and Environmental Studies Princeton University, Princeton, NJ. The Office of Energy and Infrastructure. US Agency for International Development. Washington, DC. Agosto, 1993.

EACHUS, R. **Integrated Resources Planning as a mechanism to acquire environmentally benign energy supplies**. International Symposium on Environmentally Sound Energy Technologies and their Transfer to Developing Countries and European Economies in Transition, Milan, Italy, 21-25 October 1991, ESETT'91.

ELETROBRÁS, **Boletim de Mercado e Carga Própria**. Diretoria de Gestão Corporativa e Financeira. Diretoria de Operação de Sistemas, Rio de Janeiro, R.J. setembro - 1995.

ELETROBRÁS, **Plano Decenal de Expansão 1996-2005**. Rio de Janeiro, 1995.

ELETROBRÁS, **Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010, Relatório Geral**. Rio de Janeiro, 1987.

ELETROBRÁS, **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015, volume II, Estudos Básico**. Rio de Janeiro, 1994.

ELETROBRÁS, **Boletim de Mercado e Carga Própria**, Rio de Janeiro, setembro 1995

ELETROBRÁS, **Cenários de Conservação de Energia Elétrica e Investimento por Região Geográfica**. Rio de Janeiro, maio, 1991.

ELGERD, O. I., **Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica**. McGraw - Hill do Brasil LTDA, 1976.

ENERDATA, **Energy Statistics**, June 1995

ETO, H. J., **An overview of analysis tools for integrated resource planning**. Energy. (15) 11, p. 969-977, 1990.

FADIGAS, E. A. F. A., SAUER, I. L., UDAETA, M. E. M., **Planejamento Integrado de Recursos para o Setor Elétrico de Roraima**. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia. II Seminário Latino Americano de Energia. Volume III, p.1369. Brasil, Rio de Janeiro, 1996

FIGUEIREDO, F. M., JARDINI, J. A., SAUER, I. L., CABRAL, S. L. S., **Análise da Viabilidade da Aplicação de Programas de DSM na CEB - Companhia Energética de Brasília**. Congresso Internacional de Redes Elétricas de Distribuição - CIRED. Argentina, dezembro, 1996.

FILHO, A. V. , **O Plano 2015. Plano Nacional de Energia Elétrica 1993/2015**, Revista Brasileira de Energia, Volume 5. Nº 2, 1996

FORTUNATO, et alli. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**, Niterói, RJ, Universidade Federal Fluminense, EDUFF 1990.

GONDENBERG, J., JOHANSSON, T. B., REDDY, A. K. N., WILLIAMS, R. H., **Energy for a Sustainable World**. Wiley Eastern Limited, 1988.

HAYSIP, R., **Organizational Keys to Integrated Resource Planning and Demand Side Strategies**. National Conference of the American Public Power Association. Salt River Project. Phoenix, AZ, USA, 1987.

HILL, L. J., **Integrating methods and resource selection in electric-utility planning**. Utilities Policy, 1993. Butterworth - Heinemann.

HILL, J., BROWN, M. A., **Issues in Assessing the cost-effectiveness of Coordinated DSM programs**. Utilities Policy, Vol. 5, Nº 1, p. 47, 1995.

HILL, L. J., HIRST, E., SCHWEITZER, M., **The Process of Integrating DSM and Supply Resources in Electric Utility Planning**. Energy Policy, 1992.

HIRST, E. **What constitutes a good integrated resource plan?** Utilities Policy 4 (2), p. 141-153, 1994

HIRST, E., & GOLDMAN, C., **Creating the future: integrated resource planning for electric utilities**. Energy Environment (16) p. 91.

HIRST, E., , **A good integrated resource plan: Guidelines for Electric Utilities And regulators**. OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY, ORNL/CON-354. december 1992.

HIRST, E., CAVANAGH, R., MILLER, P., **The future of DSM in a restructured US electricity industry**. Energy Policy, Vol. 24, Nº 4, abril 1996.

HIRST, E., DRIVER, B., & BLANK, E., **Integrated Resource Planning: A Model Rule**, Public Utilities Fortnightly, Arlington, VA, 1993.

HIRST, E., GOLDMAN, C., HOPKINS, M. E., **Integrated Resource Planning. Electric and Gas Utilities in the USA**. Utilities Policy p. 172, 1991.

HIRST, E., KNUSTEN, C., **Developing an integrated planning process: An Electric Utility Case Study**, OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY, ORNL/CON-247, 1988.

HIRST, E., **Regulatory responsibility for utility integrated resource planning**. OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY., ORNL/CON-249, january, 1988.

- HIRST, E., SCHWEITZER, M., **Technical Competence of Integrated Resource Plans Prepared by Electric Utilities**. Resource and energy p.39-55, North - Holland, 1991.
- JHOANSSON, B. T., BODLUND, B., WILLIAMS, R. H., **Electricity - Efficient End - Use and New Generation Technologies**. Lund University Press, Sweden, 1989.
- KOOMEY, J., ROSENFELD, A. H., GADGIL, A., **Conservation Screening Curves to Compare Efficiency Investments to Power Plants**. Energy Policy, outubro 1990.
- LIMA, W. M. & LUNDEQVIST, C. G., **O Planejamento da expansão do sistema gerador**. Revista Brasileira de Engenharia, Associação Brasileira de Engenheiros Elétricos, (4) 1 agosto, 1987.
- MILLMAR, C. W., 1987, **Stake holder Involvement in Least Cost Planning Research. Demand Side Management Strategies in Transition**. Third National Conference on Utility DSM Programs, Synergic, Resources Corp. Cymwyd, Washington. USA, 1987.
- OLADE, **Manual de Referencia. Modelo SUPER/OLADE-BID**, dezembro 1993.
- ONTÁRIO INTERNATIONAL INC., **Course Materials for the Ontario Hydro International Inc. Integrated Resource Planning Training Program**, Agosto 5 - 16, 1996, São Paulo, Brasil.
- PROCEL, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica -. **Plano de Ação 1995 - 1997**. Eletrobrás - Brasil, 1995.
- REDDY, A. , **Barriers to Improvements in Energy Efficiency**. In: International Workshop on Reducing Carbon Emissions from the Developing World: Assesment of Benefits, Cost and Barriers, p.1 California, 1991
- SALAS, L. B., **Bases para melhoria da eficiência da iluminação na região metropolitana de Lima - Peru**. Tese de Mestrado . Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 1995.
- SAUER, I. L., et. alli., **Planejamento Integrado de Recursos para o Setor Elétrico de Boa Vista**. Instituto de Eletrotécnica e Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 1994.
- SAUER I. L., et alli, **Métodos de Análise Energética a partir dos usos finais**, WOKSHOP, 28 fev - 18 mar, Universidade de São Paulo. Instituto de Eletrotécnica e Energia. São Paulo, Brasil, 1994.
- SIESEE, **Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica**. Eletrobrás. Rio de Janeiro, R. J., Boletim Trimestral, jan/jun 1995.

SOUZA de, D. C. C., ANDRADE de, E. L., PIMENTEL, E. L. A., PINTO, E. B., **Metodologia para priorização de Projetos, Considerando o Planejamento Integrado de Geração, Transmissão e Distribuição e as Restrições Financeiras.** Companhia Energética de Minas Gerais. XIII SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. FL/GPL/13 Florianópolis - SC - 1995.

STEVENSON Jr, W. D., **Elementos de Análise de Sistemas de Potência.** McGraw Hill do Brasil LTDA, 1974.

WOILER, S. & MATHIAS, W., **Projetos. Planejamento, Elaboração e Análise.** Atlas - São Paulo, 1994.

WORD ENERGY COUNCIL, **Conselho Mundial da Energia - Comitê Brasileiro.** Estatística Brasileira de Energia, 40. Rio de Janeiro, R. J., 1994.

### **BIBLIOGRAFIA CONSULTADA**

AMAZÔNIA, A EXPLORAÇÃO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO DA., **WORKSHOP.** Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 1993.

BOHI, D., R., **Analyzing Demand Behavior: A study of energy elasticities,** The Johns Hopkins University Press, 1981.

CEMIG, CENTRAIS ELÉTRICAS DE MINAS GERAIS S. A., **Critérios Para Avaliação Econômica e Comparação de Programas de Expansão.** Subgrupo 3- 1981. Grupo de Trabalho Para Estudos de Critérios de Planejamento Energético, Belo Horizonte, MG outubro 1981.

ELETROBRÁS, GCPS - GCOI, **Estabelecimento de Critérios Probabilísticos de Suprimentos de Energia Elétrica e Sua Aplicação.** Relatório SUB - GRUPO MISTO GCPS - GCOI. Rio de Janeiro, 1995.

ELETROBRÁS, GCPS/CTEM/GTRM, **Levantamento de Metodologias e Critérios de Previsão do Mercado de Energia Elétrica das Concessionárias.** Rio de Janeiro, outubro, 1992.

HIRST, E., REED, J., **Handbook of Evaluation of Utility DSM Programs,** Oak Ridge National Laboratory, ORNL/CON-336. Office of Conservation and Renewable Energy. U. S. Department of Energy, 1991.

HIRST, E., **The Process of Integrated Resource Planning for Utilities.** Summer Study on Energy Efficiency in Buildings. American Council for on Energy - Efficient Economy. Vol 5. ACEEE, 1990.

LAPILLONNE, B., CHATEAU, B., **Energy Demand: Facts and Trends. (Topics in Energy)** Springer - Verlag/Wien, 1985.

MUNASHING, M., WARFORD, J., **Electricity Pricing: Theory and Case Studies.** Baltimore, World Bank, 1982

SIOSANSI, F. P., **Restraining Energy Demand: the stick, the carrot, or the market?** Energy Policy, vol 22, N° 5, p. 231., 1991.

SIOSANSI, F. P., **DSM in transition: from mandates to markets.** Energy Policy vol 24. N° 4, abril 1996.

TVA, TENNESSEE VALLEY AUTHORITY, **Integrated Resource Planning Overview. Overview of Energy Vision 2020 - A Blueprint For Change,** 1994.

VOLLANS, G. E., **Demand - side management. A tool to correct for muted pricing signal to consumers.** Utilities Polices, 1993 Butterworth - Heinemann.