

RICARDO HENRIQUE DOS SANTOS

**O PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS  
E A REGULAÇÃO: A EXPERIÊNCIA DOS EUA E  
AS PERSPECTIVAS NO BRASIL**

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

SÃO PAULO

outubro - 1997

620.92

San273p

D-PIPGE/USP

e.2

*Prof. Ricardo Santos*

INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA - USP  
BIBLIOTECA

308 di

*RICARDO HENRIQUE DOS SANTOS*

**O PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS  
E A REGULAÇÃO: A EXPERIÊNCIA DOS EUA E  
AS PERSPECTIVAS NO BRASIL**

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

Área de concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Ildo Luis Sauer

SÃO PAULO  
outubro - 1997

Para Neusa, amada companheira.  
Para Julia e Marina, filhas adoradas.  
Para Augusto, Roseli e, em memória, Isda.

"Tem dias que de noite é a mesma coisa".  
(autor desconhecido: ouvido nos corredores da Poli em fins dos anos 70)

\*(os excluídos)...ainda não foram excluídos o bastante. Eles irritam".  
(Viviane Forrester em "O Horror Económico")

## AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Ildo Luis Sauer, orientador e amigo, pelo apoio e valorização constantes, pelas diretrizes concretas e pela paciência.

Aos amigos Claudio, Celio e Cassio, pelo apoio na busca do material bibliográfico, pela troca de idéias e pelo interesse demonstrado por este trabalho.

A todos os demais colegas de curso e de trabalho que colaboraram, direta ou indiretamente, na realização desta dissertação.

A Julia e Marina, outros familiares e amigos, pelas diversos momentos em que não me tiveram disponível.

A Neusa, esposa e amiga, pelo apoio e compreensão durante todo o período em que joguei muita energia neste trabalho.

## SUMÁRIO

Lista de Tabelas

lista de Figuras

Lista de Abreviaturas

Resumo

“Abstract”

		Página
1.	INTRODUÇÃO	1
1.1.	Finalidade	1
1.2.	Justificativa	2
1.3.	Desenvolvimento do Trabalho	7
2.	REFERÊNCIAS CONCEITUAIS	10
2.1.	Os Monopólios Naturais e a Indústria de Eletricidade	10
2.1.1.	Os Monopólios Naturais	10
2.1.2.	Os Mercados Contestáveis	13
2.1.3.	A Indústria de Energia Elétrica e os Mercados Contestáveis	14
2.2.	Preços e Tarifas	17
2.2.1.	Custo Marginal de Curto Prazo e Custo Marginal de Longo Prazo	18
2.2.2.	Tarifação ao Custo Marginal	19
2.2.3.	Tarifação pela Taxa de Retorno ou pelo Custo do Serviço	21
2.2.4.	Tarifação pelo Teto	22
2.2.5.	Estrutura Tarifária pelo Valor de Uso	23
2.2.6.	Estrutura Tarifária pelo Custo Médio	23

2.3.	A Exploração dos Recursos Naturais	24
2.4.	Reestruturação do Setor Elétrico	25
2.4.1.	Reestruturação e Privatização	25
2.4.2.	Os Modelos Básicos de Reestruturação do Setor Elétrico	28
2.4.3.	A Necessidade da Regulação	29
2.5.	A Questão Sócio-Ambiental	31
2.5.1.	A Consciência Ambiental	31
2.5.2.	Os Impactos Sócio-Ambientais do Setor Elétrico	32
2.5.3.	As Externalidades Sócio-Ambientais	35
2.6.	O Planejamento Integrado de Recursos	38
2.6.1.	Conceito Básico	38
2.6.2.	Características Essenciais do PIR	40
2.6.3.	Principais Atividades do PIR	42
2.7.	Gerenciamento do Lado da Demanda (DSM)	44
2.7.1.	Razões para Programas de DSM	44
2.7.1.1.	O Modelo Econômico Convencional	45
2.7.1.2.	Limitações e Barreiras	46
2.7.1.3.	As Limitações da Política de Preços	51
2.7.2.	Evolução do Conceito de DSM	51
3.	O PIR NOS EUA	55
3.1.	A Indústria Elétrica nos EUA	55
3.1.1.	Breve Histórico	55
3.1.2.	O Início do Processo de Reestruturação	57
3.1.3.	A Reforma dos Anos 90	61
3.2.	Algumas Questões sobre o PIR até o Início dos Anos 90	64
3.2.1.	Papel das Concessionárias	64

3.2.2.	Papel das "Public Utility Commissions"	66
3.2.3.	Incentivos Regulatórios aos Programas de DSM	67
3.2.4.	Avaliação dos Programas de DSM	69
3.2.4.1.	Os Testes de Custo/Benefício	69
3.2.4.2.	A Escolha do Teste Adequado	74
3.2.5.	Análise de Incertezas	76
3.2.6.	Incorporação dos Custos Ambientais	78
3.2.7.	Concorrências para a Aquisição de Recursos	81
3.2.8.	O Processo do PIR e a Participação Pública	85
3.3.	O Debate em Meados da Década de 90	87
3.3.1.	A Situação Atual	87
3.3.2.	O Conjunto Alternativo de Recursos	89
3.3.3.	As Alternativas para DSM	91
3.3.4.	As Externalidades Ambientais	95
4.	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	99
4.1.	Características Gerais	99
4.1.1.	Elementos Históricos	99
4.1.2.	Modelo Estrutural no Início da Década de 90	103
4.1.3.	Perfil Atual	107
4.2.	A Racionalização Energética e a Questão Sócio-Ambiental	114
4.2.1	A Racionalização Energética no Brasil	114
4.2.1.1.	As Primeiras Iniciativas	114
4.2.1.2.	O PROCEL até 1993	118
4.2.1.3.	Resultados e Perspectivas do PROCEL	121
4.2.2.	A Questão Sócio-Ambiental	126
4.3.	Aspectos Relevantes	132

4.3.1.	Planejamento da Expansão	132
4.3.2.	Políticas Tarifárias	136
4.3.3.	Aspectos Institucionais e de Comercialização	139
4.3.4.	As Motivações para a Reestruturação	143
5.	PERSPECTIVAS REGULATÓRIAS E OS ELEMENTOS DO PIR	147
5.1.	Recente Legislação e Proposta de Reestruturação	147
5.1.1.	A Constituição e a Lei das Concessões	147
5.1.2.	Leis para o Setor Elétrico	150
5.1.3.	Leis e Projetos para o Sistema Regulatório	154
5.1.4.	O Projeto de Reestruturação Proposto pelos Consultores	158
5.2.	Os Desafios para a Aplicação de Elementos do PIR	167
5.2.1.	Características do Modelo	167
5.2.2.	Elementos do Sistema Regulatório	170
5.2.2.1.	Missões da Regulação do Sistema	170
5.2.2.2.	Autonomia Administrativa e Financeira	171
5.2.2.3.	Competência Técnica	173
5.2.2.4.	Transparência e Representatividade	173
5.2.2.5.	Estabilidade, Praticidade e Objetividade	174
5.2.2.6.	Descentralização	176
5.2.3.	A Racionalização Energética	178
5.2.3.1.	As Barreiras e Limitações	178
5.2.3.2.	Os Programas DSM	179
5.2.3.3.	O Futuro do PROCEL	183
5.2.4.	As Externalidades Sociais e Ambientais	185
5.2.5.	As Tarifas e a Estrutura Tarifária	188
5.2.5.1.	Tendências para Preços e Tarifas	188

5.2.5.2.	A Estrutura Tarifária	190
5.2.6.	A Regulação da Qualidade e As Responsabilidades Sócio-Políticas	191
5.2.6.1.	A Regulação Técnica da Qualidade do Fornecimento	191
5.2.6.2.	A Apropriação de Rendas	193
5.2.6.3.	As Fontes Alternativas	194
6.	CONCLUSÕES	196
6.1.	Introdução	196
6.2.	Referências Conceituais	197
6.2.1.	Monopólios e Tarifas	197
6.2.2.	Reestruturação e Privatizações	201
6.2.3.	A Questão Sócio-Ambiental, o Gerenciamento do Lado da Demanda e o PIR	202
6.3.	A Experiência Norte-Americana	206
6.3.1.	As Condições para o Surgimento do PIR	206
6.3.2.	Algumas Lições sobre o PIR até o Início dos Anos 90	208
6.3.3.	Os Impactos das Reformas dos Anos 90	210
6.4.	O Sistema Elétrico Brasileiro	212
6.4.1.	Características Gerais	212
6.4.2.	A Racionalização Energética e a Questão Sócio-Ambiental	214
6.4.3.	Aspectos Relevantes até o Início dos Anos 90	216
6.5.	Perspectivas Regulatórias e os Elementos do PIR	219
6.5.1.	Recente Legislação e Proposta de Reestruturação	219
6.5.2.	Os Desafios para a Aplicação de Elementos do PIR	222
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	

## LISTA DE TABELAS

		Página
2.1	Alternativas Estruturais	29
2.2.	Diferenças entre o Planejamento Tradicional das Concessionárias e o Planejamento Integrado de Recursos	41
3.1.	Sumário das Perspectivas Econômicas de Custo/Benefício	71
3.2.	Recursos de Suprimento e de DSM em Programas de Concorrência em Concessionárias	84
3.3.	Sumário das Lições Aprendidas e Apropriados Nichos de Mercado para Diferentes Abordagens de Programas DSM	94
3.4.	Estimativas Alternativas das Externalidades Ambientais Excluídas as Mudanças de Clima Global das Novas Plantas de Geração Térmica	96
4.1.	Evolução da Capacidade Instalada no Brasil	103
4.2.	Brasil - Economia e Energia	108
4.3.	Energia Assegurada nos Aproveitamentos Hidrelétricos	111
4.4.	Resultados do PROCEL (1993)	120
4.5.	Metas de Economia de Energia Elétrica	122
4.6.	Resultados Anuais Obtidos pelo PROCEL (1986-1996)	123
4.7.	Cenários de Economia de Energia para 2015	126
5.1.	Esquema de Concessões e Autorizações	153

## LISTA DE FIGURAS

		Página
2.1.	Relação entre Preços e Quantidades no Monopólio	20
2.2.	Diagrama do Processo do PIR	43
2.3.	Recursos do Lado da Demanda no Setor Residencial de Michigan (1985-2005)	47
2.4.	Curva de Economias Anuais de Eletricidade no Setor Residencial de Michigan (1985)	47
3.1	Distribuição da Capacidade Nominal das Concessionárias por Tipo de Propriedade	59
3.2.	Distribuição da Capacidade Nominal das Empresas não Concessionárias por Tipo de Empreendimento	60
4.1	Participação Percentual das Classes de Consumo	109
4.2.	Geração de Energia Elétrica (1996)	110
4.3.	Índice de Perdas na Distribuição (1995)	113
4.4.	Propriedades Rurais Eletrificadas (1990 e 1995)	114
4.5.	Estrutura dos Resultados Globais Decorrentes das Ações em 1996	124
4.6.	Estrutura dos Resultados Globais Decorrentes das Ações Acumuladas	124
4.7.	Estrutura dos Resultados Globais Decorrentes das Ações nas Áreas de Uso Final e de Redução de Perdas em 1996	125
4.8.	Requisitos Legais para a Implantação de Projetos de Geração	131
4.9.	Processo de Planejamento da Expansão	134
5.1	Visão Geral do Mercado de Atacado de Energia	161
5.2	Novos Papéis Recomendados	165

## LISTA DE ABREVIATURAS

AFS	Agente Financeiro do Setor -AFS
AMFORP	"American Foreign Power Company"
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais S.A.
CEPEL	Centro de Pesquisas em Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética de São Paulo S.A.
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco S.A.
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COPEL	Companhia Paranaense de Energia S.A.
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz S.A.
CPUC	"California Public Utilities Commission"
CRC	Conta de Resultados a Compensar,
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DSM	Gerenciamento do Lado da Demanda
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
ELETOBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.>
EPACT	"Energy Policy Act"
ERAM	"The Electric Revenue Adjustment Mechanism"
ESCELSA	Espirito Santo Centrais Elétricas S.A.
ESE	Empresa de Serviços Energéticos

FERC	"Federal Energy Regulatory Commission"
FGR	Fundo Global de Reversão
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S.A.
GCOI	Grupo de Coordenação da Operação Interligada
GCPS	Grupo de Coordenação de Planejamento do Sistema
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços
ITAIPU	ITAIPU Binacional S.A.
LIGHT	LIGHT - Serviço de Eletricidade S.A.
MAE	Mercado de Atacado de Energia
MIEE	Malha de Integração Eletroenergética
NARUC	Associação Nacional dos Comissários Reguladores das Concessionárias dos EUA
OIS	Operador Independente do Sistema
ONG	Organização Não Governamental
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIB	Produto Interno Bruto
PIR	Planejamento Integrado de Recursos
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PROCON	Programa Estadual de Orientação e Proteção ao Consumidor
PUC	"Public Utilities Commission"
PUHCA	"The Public Utility Holding Company Act"
PURPA	"Public Utility Regulatory Policies Act"
QF	"Qualifying Facility"
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação das Remunerações
RGG	Reserva Global de Garantia

RGR	Reserva Geral de Reversão
RIM	"Rate Impact Measure"
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SINTREL	Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica

## RESUMO

Este trabalho analisa as perspectivas regulatórias e os desafios institucionais para a aplicação de elementos e princípios do Planejamento Integrado de Recursos no Brasil

Partindo da experiência norte-americana e da revisão da evolução e da reestruturação em curso no Sistema Elétrico Brasileiro, são discutidas condições e proposições direcionadas à manutenção do equilíbrio entre funções centralizadas e descentralizadas e entre competição e cooperação.

Considerando as tendências do novo modelo estrutural e empresarial do setor elétrico, conclui-se que o atendimento de todas as necessidades de serviços energéticos da sociedade, através do desenvolvimento sustentável, exige, além dos mecanismos de mercado, políticas públicas e dispositivos legais e regulatórios apropriados.

As alternativas de regulamentação e as proposições discutidas abrangem estrutura dos órgãos reguladores, uso racional da energia, tratamento das questões sociais e ambientais, formas de representação e participação dos cidadãos e de todos os atores envolvidos, estrutura tarifária, apropriação de rendas, qualidade do fornecimento e fontes descentralizadas.

Reconhecendo que a implementação dessas propostas dependem de decisões políticas, este trabalho sugere que essas questões sejam incorporadas, de forma sistemática e coerente, ao planejamento e à regulação do Sistema Elétrico Brasileiro.

## ABSTRACT

This paper analyzes the regulatory perspectives and the institutional challenges for the application of elements and principles of the Integrated Planning of Resources in Brazil

The USA IRP experience is reviewed as a reference for the study. From experience of the Brazilian Electric System evolution and restructuring, currently underway, the conditions for the maintenance of an equilibrium between centralized and decentralized functions and between competition and cooperation are discussed.

The tendencies of the new structural and managerial model proposed for the electric sector indicate that the satisfaction of societal energy service needs, through sustainable development, requires more than market mechanisms. Appropriate public policies and regulatory instruments may be additionally necessary to achieve this goal.

The alternatives and propositions involve regulatory structure, rational use of energy, treatment of the social and environment issues, forms of citizens' participation and representation, tariff structure, rent appropriation, supply quality and decentralized sources.

Recognizing that the introduction of these proposals depends on political decisions, this work suggests the incorporation of these issues, in a systematic and coherent way, in the planning and regulation framework of the Brazilian Electric System.

## Capítulo 1 - INTRODUÇÃO

### 1.1 Finalidade

Dentre as várias questões relativas ao Setor Energético do Brasil que têm sido debatidas nos últimos anos e que inspiraram a escolha temática, pode-se destacar a necessidade de maior eficiência dos processos de oferta e de uso da energia elétrica, as dificuldades de financiamento da expansão da indústria de energia elétrica, as barreiras institucionais e de mercado à conservação de energia, a maior relevância das questões ambientais, a busca de um modelo setorial reestruturado e de um novo sistema de regulação, a participação de novos agentes e a inegável importância das experiências com o Planejamento Integrado de Recursos (PIR) em vários países.

O tema deste trabalho foi definido partindo-se da constatação de que a melhoria e a expansão dos serviços energéticos a toda a população brasileira - em boa parte excluída de seus benefícios e atingida pelos impactos de seus empreendimentos - e o conseqüente aumento do bem-estar social, estão associados à oferta e ao uso mais eficientes da energia, particularmente da energia elétrica, ao controle e proteção do meio ambiente, e à participação dos vários segmentos sociais nos processos decisórios.

Embora reconhecendo a prevalência das decisões políticas sobre o assunto abordado, o objetivo básico deste estudo é discutir perspectivas e alternativas regulatórias para a aplicação de princípios do Planejamento Integrado de Recursos no Brasil, com base em uma revisão de aspectos conceituais, na avaliação da experiência norte-americana com o PIR e na análise da realidade e dos desafios inerentes ao tipo de modelo a ser adotado para o Setor Elétrico Brasileiro.

## 1.2. Justificativa

A energia elétrica é um insumo fundamental para a qualidade de vida do ser humano nos tempos modernos. O significativo aumento da oferta de energia elétrica no Brasil, particularmente a partir dos anos 60, favoreceu um acelerado crescimento econômico, a diversificação do parque industrial e um extraordinário processo de urbanização.

Do ponto de vista macroeconômico também percebe-se a importância do setor elétrico brasileiro, que é o serviço público mais difundido no país e responsável por cerca de 250.000 empregos diretos e indiretos.

A partir do fim da década de 70, com o aprofundamento da crise do Estado, quase todos os setores da vida nacional começaram a mostrar suas mazelas, suas falhas estruturais, enfim sua face problemática e obscurecida pelo crescimento econômico das últimas décadas.

A área energética não foi exceção: a internalização das crises internacionais do petróleo e as novas realidades financeiras mundiais obrigam o país a reconhecer e começar a enfrentar, entre outras questões, os desequilíbrios de sua matriz energética<sup>1</sup> e a inexistência, quase completa, de preocupações com o uso eficiente da energia.

A substituição do uso do petróleo por fontes alternativas e a conservação de energia ganharam destaque nos planos governamentais e na preocupação de muitos técnicos e pesquisadores brasileiros. Alguns programas foram gestados e implementados<sup>2</sup>, enquanto os

<sup>1</sup>Em 1975 o petróleo era responsável por 43,5 % da energia primária no Brasil e a lenha por 24,6 %, conforme o Balanço Energético Nacional de 1978.

<sup>2</sup>Como exemplos podemos citar o Pró-álcool e o Programa CONSERVE.

diagnósticos de desperdício energético revelavam amplas possibilidades de tornar mais racional o uso da energia em vários setores industriais<sup>3</sup>

Para muitos, a energia elétrica de origem hidráulica sempre foi vista como uma das fontes energéticas que substituiria grande parte do petróleo consumido na indústria e se constituiria em uma das alavancas fundamentais de uma nova fase de crescimento do país. Utilizando esta visão com justificativa (ou desculpa) e aproveitando as facilidades de empréstimos internacionais e as necessidades de entrada de capital internacional no Brasil, vultosos investimentos em hidroelétricas foram contratados e várias obras iniciadas, enquanto se criavam incentivos para o uso da eletrotermia, às vezes tecnicamente injustificáveis, devido ao excesso de oferta existente.

O planejamento do setor elétrico foi mantido em bases convencionais, com a consideração das séries históricas de consumo, a elaboração de cenários com previsão de crescimento da demanda e a avaliação das alternativas mais eficientes de oferta de eletricidade. Entretanto, não pode ser esquecido que o espaço econômico, cuja ocupação era definida formalmente pelo planejamento energético, na verdade era também objeto de negociações e pressões políticas.

Em anos recentes, se conviveu com recessão ou com crescimento moderado. A situação financeira do Estado Brasileiro se deteriorou, e o consumo energético estacionou, enquanto os preços internacionais de petróleo se reduziram e os empréstimos internacionais escassearam. Os esforços de substituição do petróleo e de conservação de energia diminuíram de intensidade e as obras de várias hidroelétricas, boa parte delas iniciadas por pressões políticas, tiveram de ser paralisadas ou mantidas em ritmo extremamente lento, provocando enormes prejuízos financeiros a muitas concessionárias e a todo o país, até hoje ainda não superados.

---

<sup>3</sup>Os Manuais de Conservação de Energia de diversos setores industriais e os estudos de caso realizados pelo IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas nos anos 80 demonstram claramente o enorme potencial conservacionista.

No entanto, a racionalização energética ganhou muitos "corações e mentes" e resultados positivos foram verificados e registrados<sup>4</sup>. Os diagnósticos e estudos realizados indicaram muitos caminhos e contribuíram para o desenvolvimento de novas metodologias de análise da oferta e do uso da energia.

É sabido que as oportunidades para maior eficiência de uso energético vão desde aquelas que tratam de simples medidas administrativas e organizacionais até aquelas que envolvem redução de perdas no próprio setor elétrico e alterações de processos industriais ou emprego de equipamentos ou dispositivos tecnologicamente mais avançados que, em geral, associam maior economia de energia com maior produtividade e qualidade.

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL estima, conforme SANTOS (1994), que até o ano 2015 poderá ser obtida uma redução de 55 TWh nas perdas do setor elétrico e de 75 TWh no lado da demanda<sup>5</sup>. Isto faria com que os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia elétrica até o ano 2015 fossem reduzidos de US\$ 170 bilhões para US\$ 120 bilhões.

Os critérios de avaliação econômico-financeira ("pay-back", taxa de retorno do capital, mensuração dos custos reais etc.) estão bem desenvolvidos e demonstram que os investimentos em medidas que aumentem a eficiência energética podem, em muitas aplicações, ser bastante atrativos, apesar de muitos consumidores exigirem um retorno muito rápido do investimento (mesmo para equipamentos e instalações de longo tempo de vida útil) enquanto os investimentos em centrais de geração elétrica são realizados com retorno a longo prazo.

<sup>4</sup>Segundo SANTOS (1994), para um investimento de 24 milhões de dólares de 1986 a 1992 em conservação de energia, foi obtida uma economia de 1200 GWh/ano, o que corresponde a cerca de 400 milhões de dólares em investimentos evitados em geração de energia elétrica.

<sup>5</sup>No setor industrial a redução poderá ser de 45 TWh, no setor comercial de 16 TWh, no setor residencial de 11 TWh e em outros setores de 3 TWh.

Porém, a realidade do planejamento da oferta e do uso da energia não é animadora. As contínuas revisões no planejamento de expansão do sistema e o potencial de economia detectado, mas não atingido, na maior parte das aplicações energéticas, como mostrado por DE ARAÚJO et al. (1992) e GELLER (1994), indicam a existência de barreiras ao uso racional da energia.

Tais barreiras envolvem desde aspectos globais, como a instabilidade econômica de anos recentes, as taxas de juros elevadas, o alto preço de novas tecnologias e o reduzido nível de educação para a conservação, até os aspectos de política energética, como a ausência de sinalização adequada das tarifas, falta de estímulos à atuação das concessionárias, baixa eficácia de programas governamentais e reduzida difusão de informações aos consumidores. Para entender melhor as dificuldades enfrentadas pelos consumidores REDDY (1991) identifica os atores envolvidos e sugere uma tipologia para as várias barreiras que obstaculizam os esforços para alcançar maior eficiência energética.

MOSKOVITZ (1992) ressalta um certo tipo de barreira que é pouco considerada mas que tem um grande e perverso efeito: são as práticas regulatórias tradicionais que apenas incentivam o "aumento das vendas". Como o uso eficiente da energia diminui o número de kWh consumidos, e portanto vendidos pela concessionária, certos incentivos regulatórios que ligam os lucros dessas concessionárias apenas às quantidades de energia vendidas, na realidade penalizam os investimentos em eficiência.

Do mesmo modo, a instrumentalização política de muitas concessionárias estatais têm contribuído para descontinuidades nos ciclos dos projetos e para a priorização de resultados de curto prazo, que chegam a comprometer a eficiência, a qualidade e o meio ambiente.

Os chamados programas de gerenciamento do lado da demanda ("demand side management")<sup>6</sup> implementados por concessionárias, que

<sup>6</sup>Este assunto é bastante comentado por vários autores e será melhor discutido no capítulo 2.

reconhecem e promovem o foco no consumidor, visam maior eficiência no uso final da energia e conseguem economias significativas de energia, ao serem considerados, avaliados e implementados como opção de recursos de energia, podendo ajudar a suplantar algumas das barreiras acima citadas.

No cenário internacional, como destacado por GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (1996), um grande movimento tem afetado as condições dos mercados energéticos, basicamente a partir dos anos oitenta. Este movimento tem se caracterizado pela busca de mercados mais abertos, da desregulamentação e de uma maior competição o que, para o setor elétrico, tomou a forma de um processo de reestruturação da indústria de energia elétrica da maior parte dos países.

Há uma forte pressão internacional para a redução da intervenção estatal e para que a energia seja tratada como mercadoria comercial em lugar de um bem essencial, com a conseqüente prioridade para os aspectos de curto prazo.

Em paralelo com esse movimento, destaque-se a responsabilidade da energia elétrica sobre significativos impactos ambientais e sócio-econômicos que ainda não estão devidamente tratados no planejamento e na regulação do sistema. A crescente consciência ecológica da sociedade exige proteção e controle ambientais mais rígidos e maiores investimentos para mitigar danosos efeitos sociais e ambientais provocados pelos projetos elétricos. O conceito de sustentabilidade ambiental e proteção à qualidade de vida das gerações futuras passou a fazer parte da agenda internacional.

No aspecto estrutural o Brasil está vivendo uma nova realidade macroeconômica e um processo de reestruturação do setor elétrico com ênfase no aumento da competição, que trazem novas necessidades e complexos desafios ao planejamento e à regulação do sistema.

O Planejamento Integrado de Recursos (PIR), originalmente chamado de planejamento de mínimo custo, apresenta como elementos

básicos tanto a avaliação dos programas de eficiência energética no uso da energia (ou seja, os programas de gerenciamento do lado da demanda) juntamente com as propostas de expansão da oferta de energia como a maior consideração de todos os aspectos ambientais e socio-econômicos, incluindo a participação de vários atores no processo.

Embora a desverticalização e o aumento da competição fechem espaço para o PIR fortemente centralizado, as suas características de flexibilidade e vários de seus princípios representam oportunidades positivas, em um ambiente descentralizado, que não devem ser desprezadas.

É importante que, para as diversas alternativas de modelos para a indústria de energia elétrica, sejam discutidas as possibilidades de aplicação de princípios do PIR e que sejam sugeridas políticas públicas e/ou elementos regulatórios que contribuam para o uso mais racional da energia e para a diminuição dos impactos sócio-ambientais.

### 1.3. Desenvolvimento do Trabalho

Em seguida a este capítulo 1, introdutório, e tomando-se como referência os trabalhos de vários autores, são tratados no capítulo 2 os conceitos básicos que fundamentam a regulação dos monopólios naturais, seus reflexos sobre a transmissão, distribuição e geração de energia elétrica, e a questão de preços e tarifas.

São também comentadas, no capítulo 2, posições conceituais referentes a outros tópicos que balizam a intervenção governamental através de leis e de um sistema regulatório: apropriação das rendas provindas da exploração dos recursos naturais, modelos de reestruturação do setor elétrico, a questão sócio-ambiental, elementos básicos do Planejamento Integrado de Recursos e das atividades de gerenciamento do lado da demanda.

A partir do aprofundamento dos conceitos básicos relacionados ao PIR, o trabalho trata da experiência norte-americana na sua utilização. No capítulo 3 são apresentados um perfil da Indústria de Energia Elétrica dos EUA, alguns dispositivos legais, elementos regulatórios dessa indústria, as principais questões em debate nos últimos anos ligadas à aplicação prática do PIR, os resultados obtidos e as conseqüências das significativas transformações atuais que afetam o setor elétrico norte-americano.

Um panorama do sistema elétrico brasileiro é traçado no capítulo 4, com alguns elementos históricos, o perfil atual, os esforços e metas para a racionalização energética, o tratamento dos impactos sócio-ambientais, os aspectos críticos do recente modelo estrutural e as motivações para a reestruturação.

No capítulo 5 é realizada uma tentativa de síntese sobre a recente legislação, as propostas de mudanças estruturais, os desdobramentos institucionais, as divergências e os principais desafios que marcam o atual setor elétrico do Brasil. Tendo como pano de fundo a experiência dos EUA e os possíveis contornos do futuro modelo institucional, são abordados os elementos regulatórios, a racionalização energética, as externalidades sócio-ambientais, as tarifas e as responsabilidades sócio-políticas, com proposições para políticas públicas e práticas regulatórias que favoreçam a aplicação de princípios do Planejamento Integrado de Recursos no Brasil.

Finalizando, o capítulo 6 apresenta as principais conclusões e recomendações.

O trabalho procura levar em conta que existem diferenças significativas entre a indústria de energia elétrica norte-americana e a brasileira, do mesmo modo que a estrutura social do Brasil tem características de distribuição de renda e de acesso aos serviços energéticos bastante diferenciadas da americana.

Entretanto, o atual debate nacional sobre as práticas regulatórias dos serviços públicos trata de questões como desregulamentação, competitividade, eficiência energética, comissões públicas reguladoras, desverticalização, competição, incentivos para fontes alternativas etc., que estão sendo debatidas pela sociedade americana desde os últimos anos da década de 70, tendo sido acumulado um conjunto de iniciativas e experimentos que, sem dúvida, podem ser uma referência importante para o nosso país.

Destaque-se, mais uma vez, que a eventual implementação das sugestões regulatórias, avaliadas neste trabalho, dependerá de decisão política dos governantes e do debate e da aceitação de vários dos atores envolvidos.

## CAPÍTULO 2 - REFERÊNCIAS CONCEITUAIS

### 2.1 Os Monopólios Naturais e a Indústria de Eletricidade

#### 2.1.1 Os Monopólios Naturais

O debate sobre a necessidade e os limites da intervenção reguladora do Estado sobre os chamados monopólios naturais remonta ao século passado, quando surgiram indústrias monopolísticas que apresentavam rendimentos crescentes ou custos unitários decrescentes e se afastavam do denominado reino da concorrência.

Mesmo os teóricos defensores da mínima intervenção da autoridade pública na vida da comunidade admitiam a existência de situações em que essa intervenção se justificaria em nome do bem público.

John Stuart Mill (1806-1873) defendia que certas atividades, como os serviços de gás, água, pavimentação e limpeza de ruas, fossem executados pelos governos municipais. Em atividades similares (como a uma estrada ou ferrovia), cuja a execução fosse entregue à iniciativa privada, a comunidade deveria ter garantias. Para estes casos, MILL (1983) afirma:

"... cabe ao governo impor condições razoáveis para assegurar o bem da comunidade, ou então reter um poder tal sobre a matéria, que os lucros advindos do monopólio, no mínimo, sejam creditados à comunidade"(p. 409).

"Outorgar uma concessão por tempo limitado é geralmente justificável, com base no mesmo princípio que justifica as patentes concedidas a invenções; contudo o Estado deve reservar-se a reversão da propriedade de tais obras públicas, ou então deve manter e exercer livremente o direito de fixar

um teto máximo para taxas e encargos, e de alterar periodicamente esse máximo" (p. 410).

O crescente poder da indústria de ferrovias, no século XIX, a colocou na agenda política e obrigou os economistas a examinar as implicações dos monopólios naturais, em particular dos setores de tecnologias capital intensivas.

Conforme BERG; TSCHIRHART (1988), os comportamentos discriminatórios dessas indústrias podiam ser catalogados em quatro: (1) preços muito altos (poder do monopólio); (2) preços muito baixos (preços predatórios que desencorajavam a concorrência); (3) preços altos ao lado de preços baixos (discriminação e/ou subsídios); e (4) preços instáveis (dificultando o planejamento).

Estas questões continuaram a ser tratadas por várias décadas com definições cada vez mais refinadas e mais abrangentes.

A catalogação sobre características básicas utilizada por FARRER (1902) apud BERG; TSCHIRHART (1988) sobre os produtos ou processos de produção monopolística é a seguinte: (1) ser capital intensivo (altos custos fixos ou economias de escala); (2) ser visto como necessidade ou essencial para a comunidade; (3) não ser armazenável; (4) ser produzido em locais particularmente favoráveis; (5) envolver conexões diretas com os consumidores.

O desenvolvimento de vários setores, com características tidas como monopolísticas, levou à adoção de novas definições sobre monopólio natural, com a questão das economias de escala no centro das preocupações. KAHN (1971), em relação à essência dos monopólios, afirmou<sup>1</sup>:

"... seus custos serão menores se eles forem constituídos por um único supridor" (p. 11).

"... um monopólio natural é uma indústria em que as economias de escala - ou seja, a tendência de custos médios

<sup>1</sup> Tradução do autor

decrecerem quanto maior for a produção da empresa - são contínuas até o ponto em que uma companhia supre a demanda inteira\* (p. 123-4).

Mais recentemente a definição de monopólios naturais foi desenvolvida com mais rigor por BAUMOL et al. (1982), aplicando o conceito para empresas de um único produto e estendendo-o para empresas de múltiplos produtos.

O conceito de custos médios decrescentes significa que o custo unitário cai com o aumento da produção e, portanto, representa uma condição suficiente para confirmar que os custos de produção serão menores quando uma única empresa suprir todo o mercado. Entretanto, esta não é uma condição necessária: o custo médio pode estar subindo mas o custo de produção de uma única empresa pode ser menor do que duas ou mais empresas no mesmo mercado.

O conceito de subaditividade, utilizado por BAUMOL et al. (1982), procura solucionar esta questão definindo que uma função de custo é subaditiva quando o custo de produzir o todo é menor que a soma dos custos de produção das partes. Toda empresa que satisfizer esta condição pode produzir com custos não maiores do que os incorridos por duas ou mais empresas cuja produção total seja igual ao produzido pela empresa única.

Note-se que o conceito de subaditividade implica em economias de escala enquanto o inverso não é necessariamente verdadeiro.

O monopólio natural está caracterizado se, para todos os valores relevantes de produção, houver subaditividade em uma única empresa. Quando a minimização dos custos é obtida por um número pequeno de empresas fala-se numa indústria naturalmente oligopolista. Quando os custos podem ser minimizados por um grande número de empresas a indústria é dita como naturalmente concorrencial.

É claro que, para confirmar a subaditividade, é preciso conhecer os valores de custos de uma única empresa e os valores de custos que seriam incorridos por mais empresas atuando no mesmo mercado.

Quando se analisam empresas de múltiplos produtos fica mais evidente a importância do conceito de subaditividade. Nestes casos, relacionar monopólio natural com custos médios decrescentes é pouco compreensível, pois as funções de custo envolvem mais do que um único produto. A multiplicidade da empresa pode ser entendida como: (1) produtos fisicamente distintos; (2) variações no mesmo produto adequadas a diferentes demandas; (3) produtos similares vendidos em diversos lugares e preços.

Destaque-se que poucas empresas na economia fabricam somente um produto e só recentemente têm sido discutidas as características e outras questões derivadas de monopólios naturais de múltiplos produtos.

### 2.1.2. Os Mercados Contestáveis

Um mercado perfeitamente contestável é aquele que não apresenta nenhuma barreira, do tipo institucional, à entrada de um novo competidor, possibilitando sua participação lucrativa.

Quando há possibilidade de entrada ou saída de um novo competidor sem que ocorram perdas significativas (custos irrecuperáveis ou "sunk costs") e sem que o monopolista possa utilizar preços predatórios (ou pela sensibilidade da demanda ou pela regulação do sistema) pode-se falar em competição e, portanto, em mercado contestável.

O poder regulador tem a função de criar mecanismos que removam as barreiras ao acesso de possíveis competidores.

Na teoria dos mercados contestáveis, BAUMOL et al. (1992), introduziram um novo conceito: as economias de escopo, que resultam da produção simultânea de diferentes produtos por uma única empresa, que consegue custos menores do que aqueles realizados por diferentes empresas ao produzir esses mesmos diferentes produtos.

O conceito de economia de escopo pode ser considerado como uma forma restrita de subaditividade, com a condição dos valores relevantes de produção não conterem componentes em comum, e representa uma condição necessária e suficiente para a existência de empresas de múltiplos produtos em mercados contestáveis.

Com o conceito de subaditividade e atentando-se para a complementaridade das atuais indústrias de rede (distribuição de água, gás e energia elétrica; telefonia fixa; TV a cabo e infovias) e para a questão da servidão de passagem, seria interessante avaliar as economias de escala e de escopo de uma única empresa (ou consórcio) de múltiplos produtos que abrangesse todos esse serviços, em função de possíveis vantagens administrativas e de gerenciamento da implantação e manutenção.

### 2.1.3. A Indústria de Energia Elétrica e os Mercados Contestáveis

Na indústria de energia elétrica existem tanto diferenças entre o fornecimento para uma grande indústria (em tensão de transmissão por exemplo) e o fornecimento para um pequeno consumidores residencial como existem diferenças técnico-econômicas entre o fornecimento de ponta e o fora de ponta. Sendo assim compreendida, HOFFMAN (1996) argumenta que a indústria de eletricidade passa a ser uma indústria de produtos múltiplos e só poderá ser considerada um monopólio natural se apresentar subaditividade ou economias de escala e de escopo.

Havendo contestabilidade do mercado de grandes consumidores, um competidor potencial com livre acesso à transmissão e distribuição está livre dos custos irrecuperáveis e pode disputar parte do mercado, em condição de concorrência, se a concessionária não praticar preços predatórios.

Ao comprar diretamente de um supridor, o grande consumidor poderá obter preços menores do que junto à concessionária, se esta não praticar um preço inferior ao suprimento, compensando este prejuízo com o aumento dos preços dos consumidores não conectados à transmissão.

Se o poder regulador não impedir este tipo de subsídio cruzado, possível em um mercado contestável, o resultado será uma economia de escopo artificial.

Atualmente, considera-se a transmissão e a distribuição de energia elétrica como monopólios naturais pois, com a tecnologia disponível, o mesmo conjunto de cabos elétricos apresenta economia de escala<sup>2</sup>.

A economia de escala na geração era também considerada como monopólio natural, pela crescente utilização de plantas geradoras maiores e mais eficientes. A partir dos anos 80, as pequenas plantas de geração térmica foram ficando mais baratas e com maior rendimento, ganhando competitividade econômica<sup>3</sup>. Em muitos casos, a energia gerada por uma nova e pequena usina térmica apresentava custos menores do que os consumidores estavam pagando, devido aos custos irreversíveis das velhas usinas.

Estas considerações nem sempre são válidas para os aproveitamentos hidrelétricos, em que muitas usinas velhas

<sup>2</sup> O mesmo não se pode dizer da indústria de telecomunicações, onde a tecnologia atual permite o "transporte de sinais" com muita competição.

<sup>3</sup> Contribuíram para isso, de acordo com HUNT e SHUTTLEWORTH (1996a), os novos materiais e tecnologias utilizados nas turbinas, o declínio dos preços do gás natural e a eliminação da proibição da queima do gás em alguns países.

apresentam custos de geração extremamente baixos e em que as novas tecnologias ainda não reduziram substancialmente o custo e nem aumentaram, significativamente, o rendimento dos pequenos aproveitamentos. Por outro lado, as externalidades sociais e ambientais, ao serem incorporadas ao custo dos grandes aproveitamentos hídricos trazem novos elementos à questão.

Apesar de o monopólio estar mais claramente configurado na transmissão e na distribuição, a indústria de eletricidade apresenta um outro fator característico: a oferta e a demanda devem estar fisicamente equilibradas. Assim, os custos estão fortemente ligados à produção, podendo levar a externalidades que são absorvidas ou por uma estrutura verticalizada ou por uma coordenação entre empresas através de contratos ou de organismos controladores do despacho.

Como discutido por JOSKOW; SCHMALENSEE (1985) existem significativas interdependências entre as funções de um sistema de potência elétrica, de tal forma que mudanças em uma parte do sistema tendem a afetar as outras partes.

Parece inegável a existência de um grande movimento mundial visando a desverticalização do setor elétrico para garantir o aumento da competição. No entanto, a forte relação entre os segmentos de geração, transmissão e distribuição pode induzir a uma reintegração vertical ou pela fusão de empresas ou por fortes amarras contratuais.

Em sistemas com a chamada integração energética, como é o caso do Brasil, onde a base de geração é predominantemente hidráulica, com aproveitamentos de regularização plurianual e em cascata, as externalidades da geração colocam obstáculos a uma simples separação das atividades dos monopólios daqueles considerados competitivos.

Sem defender uma posição imobilista, esta revisão conceitual procura demonstrar que o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica necessita de objetivos claros e implementação cuidadosa.

## 2.2. Preços e Tarifas

Pela teoria neoclássica, o mercado é responsável por um equilíbrio estável em situações de concorrência perfeita. Esta situação corresponde ao bem estar coletivo máximo, entendendo-se o interesse geral como a combinação dos interesses particulares. Neste modelo o preço ótimo de um recurso energético é igual ao seu custo marginal de produção.

Entretanto, outras rendas adicionam-se, na prática, a este custo: a renda de raridade, se a fonte de energia não for renovável; a renda diferencial, devido às características dos recursos hídricos; a renda do monopólio, se a estrutura do mercado favorece a cartelização etc.

Nas condições concretas da indústria de energia elétrica vários tipos de tarifação podem ser considerados, conforme mostrado pela experiência de vários países e pelos trabalhos de vários autores, particularmente de PERCEBOIS (1989).

Uma abordagem moderna para os preços da eletricidade parte de alguns objetivos e critérios, não mutuamente consistentes. MUNASINGHE; WARFORD (1982) citam cinco critérios básicos:

- os recursos econômicos nacionais devem ser alocados eficientemente, com as tarifas sinalizando aos consumidores o custo econômico real do suprimento de eletricidade;
- devem ser atendidos princípios de justiça e equidade: na distribuição dos custos aos consumidores, na estabilidade dos preços e na garantia de um nível mínimo de serviço para os de baixa renda;
- os preços devem propiciar receitas suficientes para garantir os investimentos na expansão do sistema;
- a estrutura tarifária deve ser suficientemente simples para facilitar a medição e a cobrança dos consumidores;

- devem ser considerados outros aspectos políticos e econômicos;
- A abordagem do custo marginal de longo prazo na fixação dos preços de energia elétrica, segundo MUNASINGHE; WARFORD (1982), pode prover uma estrutura tarifária que atende a esses cinco objetivos.

### 2.2.1. Custo Marginal de Curto Prazo e Custo Marginal de Longo Prazo

Devido a suas características peculiares, um sistema de energia elétrica precisa ajustar sua produção à demanda e garantir certa quantidade de potência que será utilizada somente em algumas horas, em média, durante o ano. É claro que estes kWh "especiais" têm um custo elevado.

Um parque gerador bem administrado coordena suas centrais geradoras em ordem crescente de seus custos variáveis e/ou com considerações de armazenagem dos recursos hidráulicos.

Para efeito de estudos tarifários e de critérios de suprimento e operação, custo marginal é entendido como a relação entre o acréscimo do custo total do sistema de geração provocado pelo incremento do mercado de energia elétrica, e a quantidade de energia acrescida ao sistema. Usualmente fala-se em dólares por megawatt-hora (\$/MWh).

Entretanto, é útil distinguir duas situações<sup>4</sup>:

- a) quando a demanda máxima é inferior à capacidade instalada disponível, os acréscimos de consumo são imediatamente satisfeitos pela disponibilidade existente, ou diminuindo-se o vertimento das barragens nas usinas hidrelétricas ou consumindo-se mais combustível nas centrais termoeletricas. Pode-se falar em um custo marginal de curto prazo (ou custo marginal de operação) identificado a um suplemento de custos de produção, transporte e distribuição do fornecimento adicional, sem acréscimo no capital de investimento. Se

<sup>4</sup> Alguns autores falam de uma terceira situação: FORTUNATO et al. (1990) falam no custo marginal de muito longo prazo (ou custo marginal de dimensionamento) para representar os custos de investimento em expansão num horizonte de 30 anos, traduzidos em valor presente.

houver necessidade de racionamentos ou interrupções de fornecimento, o custo por eles provocado também será incorporado ao custo marginal de curto prazo.

- b) quando a demanda máxima tende a ultrapassar a capacidade instalada disponível, há indução a novos investimentos para garantir o fornecimento. O custo marginal de longo prazo (ou custo marginal de expansão) está relacionado ao incremento do custo de produção, transmissão e distribuição, que resulta da antecipação de investimento para garantir a demanda máxima esperada.

Se o custo marginal de curto prazo for maior que o de longo prazo haverá interesse em novos investimentos para aumentar a capacidade de fornecimento de energia elétrica. Se ocorrer o contrário, os novos investimentos poderão ser postergados. No limite, um sistema de fornecimento é ótimo se os custos marginais de curto prazo e de longo prazo são iguais.

É interessante notar que, dados os prazos de maturação das obras de geração, a expectativa de um alto custo marginal de curto prazo (e não necessariamente sua existência) induz investimentos em novas obras ou novos contratos de fornecimento.

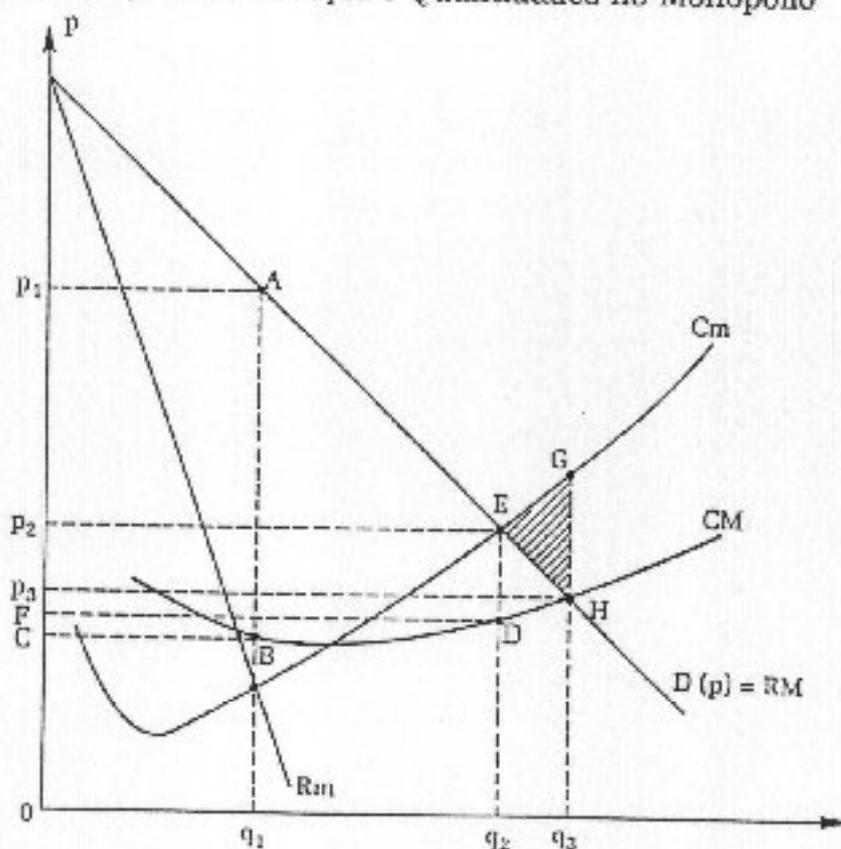
### 2.2.2. Tarifação ao Custo Marginal

Por este sistema tarifário cada consumidor paga um preço correspondente ao custo real que sua presença no mercado traz para toda a sociedade. Os consumidores que participam da ponta do sistema, sendo responsáveis pelos investimentos de expansão da capacidade instalada, devem pagar o custo da potência e da energia, e os que não contribuem para a demanda de potência na ponta só devem pagar os custos da energia consumida. Pode ser demonstrado que esta prática maximiza o bem estar social.

As tarifas podem ser diferenciadas não em função da qualidade do consumidor mas sim em função das despesas que traz ao empreendimento energético. Usuários, nas mesmas condições, pagam o mesmo preço.

Para mostrar que o custo marginal maximiza o bem estar social (interesse geral), PERCEBOIS (1989) utiliza-se da figura 2.1. com a relação  $p$  (preços) e  $q$  (quantidade produzida) de uma empresa de energia elétrica em regime de monopólio

Figura 2.1. Relação entre Preços e Quantidades no Monopólio



NOTA:  $C_m$  representa o custo marginal,  $CM$  o custo médio,  $CT$  o custo total de produção,  $R_m$  a receita marginal,  $RM$  a receita média e  $RT$  a receita total do produtor  
Fonte: PERCEBOIS (1989)

A busca do lucro máximo conduzirá o monopólio privado a produzir  $q_1$  (receita marginal igual ao custo marginal) ao preço  $p_1$  com o lucro  $AB$  (diferença entre o preço  $p_1$  e o custo médio para produzir  $q_1$ ) e o lucro total será o retângulo  $p_1ABC$ . Sendo um monopólio público que pretende a maximização do interesse coletivo a produção será  $q_2$  ao

preço  $p_2$  (custo marginal igual à receita média), com  $q_2 > q_1$  e  $p_2 < p_1$ , e obterá o lucro  $ED$  e o lucro total  $p_2 EDF$ . Note-se que  $p_2 EDF$  é menor que  $p_1 ABC$ .

Mesmo em condição de receitas marginais decrescentes, o monopólio público pode ter lucro (ainda que não maximizado) conseguindo vender maior quantidade a um preço menor. Se a tarifação for ao custo médio, será produzido  $q_3$  ao preço  $p_3$  com lucro nulo para o monopólio público, mas esta não é uma produção ótima do ponto de vista da coletividade, pois se o consumidor tem vantagens há uma "perda social", igual ao triângulo  $EGH$  devido à produção suplementar  $q_3 - q_2$ . Neste caso, existe uma discussão interessante sobre quem se apropria destes excedentes: os consumidores em geral, certas classes de consumidores ou setores empresariais.

### 2.2.3. Tarifação pela Taxa de Retorno ou pelo Custo do Serviço

Neste tipo, as tarifas são fixadas pelo poder regulador que autoriza preços que garantem às concessionárias o reembolso de seus custos e a remuneração do capital investido.

Este procedimento, que pode ser aplicado em situações de monopólio público ou privado, traz algumas questões delicadas e difíceis de enfrentar.

A primeira delas refere-se à fixação da taxa de retorno adequada, pois os reguladores devem estabelecê-la em articulação com a situação econômica do país.

Outra dificuldade é o estímulo ao aumento da produtividade ou diminuição dos custos. Como as tarifas cobrem os custos, é muito importante que eles sejam monitorados adequadamente, sem o que não haverá estímulo à eficiência tecnológica e operacional.

Um terceiro aspecto é que a remuneração pela taxa de retorno pode induzir a sobre-investimentos para aumentar o ativo remunerável ou até a imprudência dos investimentos. Para evitar esta última possibilidade o poder regulador deve ter autonomia e autoridade para impedir a remuneração de alguns investimentos realizados com margem de risco exagerada.

Por fim, cabe lembrar que, neste sistema, a estrutura das tarifas para os diversos tipos de consumidor pode variar bastante, desde que os preços médios garantam a taxa de retorno.

#### 2.2.4. Tarifação pelo Teto

Para tentar evitar os sobre-investimentos e para tentar estimular o controle de custos e a maior eficiência tecnológica e operacional, alguns sistemas regulatórios utilizam a tarifação pelo teto.

São adotadas fórmulas paramétricas e diversas informações sobre custos médios e sobre o estado da arte tecnológica do setor e, então, é estabelecida uma tarifa máxima baseada em custos máximos aceitáveis.

Na regulamentação deste tipo de tarifas, podem ser definidos índices redutores para serem aplicados no decorrer do tempo, tentando forçar o aumento da produtividade.

Este sistema apresenta dois tipos básicos de questionamento: (1) os critérios para a fixação do teto são polêmicos, o que exige um poder regulador com grande autonomia, competência e submissão ao interesse social; (2) se os custos marginais forem crescentes ou se houver excesso de oferta, o redutor pode se transformar em "acrescentador", como tem mostrado a experiência da Inglaterra<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Para maiores detalhes, HOFFMAN (1966) faz uma revisão sobre o assunto.

### 2.2.5. Estrutura Tarifária pelo Valor do Uso

O princípio deste desenho tarifário é simples: a energia pode ser vendida a preços acima dos custos de fornecimento para certos consumidores (os que podem pagar, os que são mercado cativo ou aqueles que não podem prescindir da energia elétrica) e ser vendida a preços inferiores ao custo para outros consumidores (os de baixa renda, os que podem substituir o energético, os que precisam ser conquistados para a eletricidade ou aqueles que são politicamente estratégicos). Em suma, há uma tendência das tarifas assumirem proporcionalidade inversa às elasticidades da demanda com relação ao preço.

Este sistema tem sido questionado por duas linhas de argumento:

- a) Cabe ao governo definir as políticas sociais e econômicas e arcar com os custos dela decorrentes. Neste raciocínio, não caberia às políticas tarifárias nem aos subsídios substituir estas políticas.
- b) O sistema não atende às relações entre os preços pagos pelos consumidores e os custos suportados pelo produtor e, em última análise, pela coletividade.

### 2.2.6. Estrutura Tarifária pelo Custo Médio

A tarifa é única para todos os consumidores de um mesmo setor, independente da posição social, localização geográfica e importância econômica. A tarifa reflete um custo médio de produção e é equalizada nacionalmente.

Aparentemente este sistema representa a igualdade de todos os cidadãos e de todas as regiões do país perante um serviço público. Entretanto, conforme PERCEBOIS (1989), é um sistema sub-ótimo, pois não considera o custo de cada consumidor individual para a

coletividade: o volume e tempo de uso da energia, o custo de transmissão, o uso rural, o uso do consumidor intensivo etc.

### 2.3. A Exploração dos Recursos Naturais

Os recursos naturais são bens econômicos fornecidos pela natureza. Muitos deles são fontes primárias de energia e podem ser classificados como renováveis e não renováveis. Os renováveis são aqueles em que a reprodutibilidade se faz em ritmo tal que seu uso pode ser feito continuamente (é o caso da energia hidráulica e de biomassa), desde que observados certos ritmos de utilização. Os não renováveis são aqueles cuja reprodutibilidade física é tão lenta que não se pode falar em renovação, de forma que sua utilização diminui automaticamente as reservas disponíveis (é o caso do petróleo, gás natural, carvão e urânio).

O setor energético se caracteriza por grande intensividade de capital, mas além do lucro capitalista pode-se falar que os recursos naturais, por suas peculiaridades, propiciam outras rendas e excedentes econômicos.

As qualidades diferenciais dos recursos naturais podem proporcionar custos unitários diferentes para o mesmo bem, produzindo as chamadas rendas diferenciais.

Como citado por SAUER (1995), as qualidades dos diferenciais dessas fontes primárias de energia (recursos naturais) estão relacionadas principalmente: (1) no caso dos potenciais hidráulicos, com a localização (distância dos centros de consumo e da rede de transmissão) e com as características geológicas e hidrológicas que podem facilitar a implantação das usinas, maximizar o volume energético a ser gerado e minimizar os impactos sócio-ambientais; (2) no caso do petróleo, gás natural e carvão, com sua localização,

acessibilidade, adequação às tecnologias disponíveis e qualidade do recurso.

Nos mercados competitivos, em que o preço da geração de energia elétrica está ligado ao custo marginal, a utilização de recursos naturais com diferentes qualidades, irá gerar rendas diferenciais para as diversas unidades produtivas.

A definição do sistema tarifário deve levar em conta quem se apropriará destas rendas diferenciais: as concessionárias, os grandes consumidores industriais, as classes de mais alta renda (via produtos consumidos a custo energético subsidiado), as classes de baixa renda (via tarifas subsidiadas) ou o governo (via impostos ou pagamentos pela outorga de concessão).

Pela Constituição Brasileira, tanto os potenciais hidráulicos quanto as fontes primárias existentes no subsolo são propriedade da União, e portanto os benefícios de seu uso devem se reverter para toda a sociedade.

Por este motivo, parece mais sensato que o sistema regulador garanta o direcionamento de pelo menos parte dessas rendas diferenciais para o subsídio tarifário das classes de baixa renda, além de financiar políticas públicas destinadas ao pagamento da dívida social do Estado Brasileiro para com a grande parcela marginalizada da população.

## 2.4. A Reestruturação da Indústria de Energia Elétrica

### 2.4.1. Reestruturação e Privatização

Nos últimos anos, a indústria de energia elétrica tem passado por grandes transformações em vários países do mundo. O motor destas

mudanças varia de país para país, dependendo da eficiência do funcionamento do sistema elétrico, das características particulares de suas fontes energéticas primárias, do modelo de desenvolvimento econômico em que está inserido, da capacidade de financiamento de sua expansão e da orientação política do governo.

Embora as motivações iniciais possam ser distintas e, muitas vezes, direcionadas para diferentes objetivos, a busca da competição parece ser comum em todos os processos de reestruturação, embalados pelos ventos político-ideológicos dominantes no mundo. A desregulamentação tornou-se uma verdadeira palavra de ordem.

De acordo com JOSKOW (1988), competição, regulamentação, desregulamentação, sistema regulatório e outros termos da moda são apenas meios para se atingir determinados objetivos. Infelizmente, boa parte das discussões sobre a competição e as políticas públicas associadas estão centradas nos meios e, em geral, ignoram os fins que se quer atingir.

Em paralelo com o movimento de reestruturação está o processo de privatização das empresas do setor de energia elétrica. Apesar de serem processos distintos, muitos agentes participantes - governantes, políticos e até técnicos - os tratam, erroneamente, como indissociáveis.

Na conceituação de HUNT; SHUTTLEWORTH (1996a) o processo de reestruturação refere-se aos arranjos comerciais para a venda de energia, às alternativas de separação ou desverticalização das estruturas industriais integradas e à introdução da competição e da livre escolha.

Privatização é a mudança de propriedade das empresas do governo para o setor privado justificada seja pela busca de gerenciamento mais eficiente seja por prioridades econômico-financeiras de cada governo ou ainda por razões político-ideológicas.

A reestruturação pode ser realizada com privatizações, como no caso clássico da Inglaterra, ou pode ser feita sem privatizações, como no caso da Noruega. Já o caso da Escócia é um exemplo de privatizações sem reestruturação significativa.

A decisão pelas privatizações é tomada pelos governos com diversas justificativas políticas, econômicas e financeiras, das quais se destacam: (1) as necessidades de caixa para o Tesouro; (2) a atração de capitais externos; (3) o enxugamento da máquina estatal para permitir a concentração dos governos em suas missões básicas; e (4) a busca da eficiência produtiva das empresas pela participação do capital privado.

No processo de privatização, o preço de venda das empresas depende do valor presente das receitas futuras descontados os custos que a empresa terá. O conhecimento das receitas futuras e, portanto, o valor que será pago pela empresa, dependem fundamentalmente das tarifas e preços, da definição da estrutura do setor e, em decorrência, de um sólido e definido sistema de regulação. Pode-se concluir que a realização do processo de privatizações sem o desenvolvimento e implantação de mecanismos regulatórios representa sérios riscos de indevidas transferências de rendas e de possível comprometimento de metas de eficiência e de qualidade do fornecimento.

Empurrando tanto para a reestruturação quanto para a privatização, existe um fator determinante nestes tempos de globalização: a pressão internacional realizada pelos bancos, pelas agências de financiamentos, pelos governos dos países desenvolvidos e pelos grandes capitais.

O desmembramento de uma empresa integrada exige que as relações de comando e controle das operações sejam substituídas por relações contratuais entre empresas desverticalizadas que dependem muito dos custos transacionais associados, entendidos como todos os custos de negociação, execução e solução de litígios derivados dos mecanismos contratuais.

A substituição do comando e controle pelos contratos pode apresentar grandes dificuldades técnicas, em função da complexidade da indústria elétrica, das características geográficas e geológicas do país, das fontes primárias de geração etc.

Definida a viabilidade técnica, é necessário avaliar minuciosamente os custos transacionais, para garantir que seus valores não sejam tão altos que representem aumento geral de custos para sociedade ou mecanismos perversos de apropriação de rendas.

#### 2.4.2. Os Modelos Básicos para a Reestruturação do Setor Elétrico

Existem muitas estruturas possíveis para a indústria de energia elétrica. Do ponto de vista da competição no mercado, HUNT; SHUTTLEWORTH (1996a) propõem uma classificação com quatro modelos básicos que, embora permitindo nuances e variantes, correspondem a diferentes e definidos graus de monopólio, competição e liberdade de escolha.

O Modelo 1 se caracteriza por monopólio em todos os níveis sem competição na geração e sem liberdade de escolha do supridor: uma companhia, em situação monopolística, realiza a produção de eletricidade (sem produtores independentes de energia) e sua transmissão para companhias distribuidoras e/ou consumidores finais.

No Modelo 2 uma agência compradora tem monopólio da rede de transmissão (sem livre acesso) e das vendas ao consumidor final. Isto permite a competição na geração, inclusive para os produtores independentes, e faz com que os acordos de venda de energia adquiram especial importância.

O Modelo 3 se caracteriza por competição na venda por atacado pois está garantido o livre acesso à transmissão. As empresas distribuidoras (rede mais venda no varejo) podem comprar diretamente

dos produtores e continuam com o monopólio dos consumidores finais (com exceção dos que recebem energia em alta tensão). O livre acesso à transmissão exige grande desenvolvimento dos mecanismos comerciais.

O Modelo 4 inclui a competição no varejo. Cada consumidor escolhe seu fornecedor. Há livre acesso à transmissão e à rede de distribuição. A distribuição está separada da venda no varejo e os contratos de comercialização e de acesso às redes se tornam muito mais complexos. Na prática deixa de existir a garantia do suprimento para todos os consumidores.

As principais características de cada modelo, do ponto de vista da competição, são descritas por HUNT; SHUTTLEWORTH (1966a) e estão sumarizadas na tabela 2.1.

Tabela 2.1. Alternativas Estruturais

Característica	MODELO 1 Monopólio	MODELO 2 Agência Compradora	MODELO 3 Competição no Atacado	MODELO 4 Competição no Varejo
Definição	Monopólio em todos os níveis	Competição na Geração e Comprador Único	Competição na Geração e Escolha para Distribuidoras	Competição na Geração e Escolha para Consumidor Final
Competição na geração	Não	Sim	Sim	Sim
Escolha para varejistas	Não	Não	Sim	Sim
Escolha para consumidor final	Não	Não	Não	Sim

Fonte: HUNT; SHUTTLEWORTH (1966a).

#### 2.4.3. A Necessidade da Regulação

Cada um dos modelos acima descritos apresenta condições específicas de arranjos comerciais, de ajustes na estrutura das

empresas, de eficiência econômica, de considerações ambientais e de eficiência de uso final, de obrigações sócio-políticas, de tratamento de preços e de apropriação de rendas.

Qualquer que seja o modelo, o sistema de regulação precisa estar bem definido e de forma adequada, tanto no aspecto de regulamentação (definição das regras a serem observadas) quanto no aspecto de regulação propriamente dita (controle na aplicação das regras).

A complexidade do sistema de regulação depende de cada modelo, da transição entre modelos e do eventual processo de mudança de propriedade. Para aumentar a competição pode haver necessidade de um processo de desregulamentação e a construção de uma nova regulamentação<sup>6</sup> com um sistema de regulação mais forte, independente e transparente.

A regulação das tarifas, dos preços e da qualidade técnica do serviço passa a ter papel decisivo na normalização dos arranjos comerciais e nos custos transacionais.

O caminho escolhido para a reestruturação pode envolver alterações na estrutura das empresas, considerados os aspectos de economia de escala e de escopo, a operação integrada e cooperativa, os conflitos de interesse, os subsídios cruzados e as práticas econômicas predatórias.

Conforme o grau de integração das empresas, o poder regulador pode exigir desmembramentos ou contabilização em separado por tipo de negócio, proibir certas transações comerciais com subsidiárias, efetuar desapropriações, controlar o sistema de concessões, regulamentar os lucros, impor condições contratuais e de tarifas que estimulem a eficiência produtiva e alocativa.

<sup>6</sup> Tem sido usual o emprego do conceito de desregulamentação de forma similar a desregulação. Neste trabalho não é utilizada esta visão. Talvez seja mais adequado o uso do termo re-regulamentação.

Os Modelos 1 e 2 favorecem a supervisão regulatória para: o uso racional da energia, a utilização de fontes energéticas diversificadas e renováveis, o tratamento adequado das questões ambientais, as tarifas subsidiadas para a população de baixa renda, a energização rural e os programas de desenvolvimento econômico.

Nos Modelos 3 e 4 as políticas ambientais e sociais e as relacionadas ao uso final eficiente ficam dependentes de mecanismos governamentais ou de mercado, com os graus de eficácia inerentes ao seu estágio de evolução. O sistema de regulação deverá dedicar especial atenção aos meios definidores da apropriação dos excedentes econômicos e aos mecanismos contribuidores para a universalização do atendimento.

## 2.5. A Questão Sócio-Ambiental

### 2.5.1. A Consciência Ambiental

A partir da década de sessenta, tem crescido sistematicamente a conscientização sobre a importância do meio ambiente e sobre a necessidade de sua preservação. A chamada consciência ecológica passou a ganhar adeptos e a ocupar espaços em todos os meios de comunicação. Várias organizações não governamentais - ONG's foram criadas para atuar em diversos temas correlacionados com a defesa do meio ambiente e o assunto ocupa, atualmente, um lugar destacado na agenda política de muitos governos e em fóruns internacionais.

Inicialmente relacionada a impactos particulares e a danos localizados à natureza, a questão ambiental assumiu caráter global, associado ao próprio desenvolvimento econômico, incorporando preocupações com a sustentabilidade desse desenvolvimento ou, em

outras palavras, com a capacidade do mundo atual de garantir a qualidade de vida para as futuras gerações.

Note-se que a consciência ambiental cresceu mais aceleradamente nos países desenvolvidos com alto padrão de vida, enquanto muitos governos de países em desenvolvimento, conforme citado por GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (1996), priorizavam a superação do atraso do seu desenvolvimento, relegando para segundo plano as conseqüências danosas da degradação ambiental para seus território e suas populações. Se isto é criticável, não se pode deixar de lembrar que o superconsumo dos países ricos tem a responsabilidade pela maior parte dos danos ambientais em escala global, como é mostrado por GOLDEMBERG et al. (1988) para a área energética.

As atividades relacionadas à energia são responsáveis por grande parte dos danos ao meio ambiente e, como tal, a consideração dos impactos ambientais passou a exercer considerável influência no planejamento da produção, transporte, distribuição e utilização dos energéticos, com a valorização das energias renováveis, o estímulo à eficiência energética e a busca da minimização dos impactos ambientais dos empreendimentos.

#### 2.5.2. Os Impactos Sócio-Ambientais do Setor Elétrico

Para a produção de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis, os impactos ambientais estão mais relacionados às emissões gasosas e de particulados, aos seus efluentes líquidos e sólidos, às alterações do uso do solo e à possível contaminação das águas subterrâneas.

As emissões gasosas e de particulados produzem uma poluição atmosférica capaz de trazer danos locais ou regionais tanto ao meio ambiente quanto à saúde das populações. Estas emissões também

podem provocar efeitos sub-continentais, como a chuva ácida, e efeitos globais como o acúmulo de gases que provocam o efeito estufa e as conseqüentes alterações climáticas.

Têm sido bastante estudadas e avaliadas, em termos mundiais, os efeitos das emissões das termoeletricas com relação aos seguintes gases:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}$  e os particulados. De acordo com HIRST et al. (1991), a produção de eletricidade responde por dois terços do  $\text{SO}_2$ , um terço do  $\text{NO}_x$  e um terço do  $\text{CO}_2$  emitido nos EUA.

Apesar dos vários estudos realizados, ainda pairam muitas dúvidas sobre a extensão dos impactos ambientais de vários gases emitidos, particularmente aqueles relacionados às contribuições para o efeito estufa.

A energia nuclear, além de impactos ambientais diretos em todo o ciclo produtivo e dos impactos dos efluentes e do uso do solo, apresenta um grande problema de segurança, pelo dano potencial ao homem e ao meio ambiente em casos de acidentes e pelas dificuldades de controle da disposição dos rejeitos radiativos e do eventual desvio de materiais e tecnologia para a produção de armas nucleares.

Para as usinas hidroelétricas, os impactos sociais e ambientais ganham outra dimensão por sua complexidade e pelo reduzido número de trabalhos sistemáticos de avaliação. São exemplos os projetos na floresta amazônica, que são alvo de pressão internacional inclusive de agentes financeiros, e que preocupam várias organizações não governamentais além de muitos estudiosos, cientistas e indigenistas.

Os empreendimentos hidroelétricos podem provocar danosos efeitos sociais e ambientais, embora possam ter múltiplos usos e estarem associados a planos de desenvolvimento regional,

Em seu trabalho, MOREIRA; POOLE (1991) comentam as várias questões ambientais e sociais relacionadas aos empreendimentos de geração hidroelétrica. A dimensão dos impactos depende do tamanho do

empreendimento, de sua localização e das características técnicas do projeto.

Do ponto de vista puramente ambiental, os impactos específicos das hidroelétricas ainda não estão satisfatoriamente dimensionados e podem envolver: alterações climáticas locais; possíveis alterações sísmicas; mudanças no ecossistema terrestre das áreas inundadas ricas em diversidade biológica; impactos na flora e na fauna; desmatamentos de amplas áreas florestais; alterações na qualidade da água (eutrofização e acidificação); assoreamento; contribuição ao efeito estufa<sup>7</sup>; alterações na piscicultura tanto a montante quanto a jusante; proliferação de algas; proliferação de caramujos, mosquitos e outros insetos patogênicos.

Do ponto de vista social, os impactos diretos e indiretos das obras hidroelétricas assumem importância e magnitude que não podem deixar de ser cuidadosamente consideradas.

Na fase de construção da usina, a criação da infraestrutura para acomodar a força de trabalho provoca alterações no meio físico e impactos sociais diretos. A expressiva migração humana para os trabalhos de construção exigem a implantação, em curto prazo, de verdadeiras cidades que podem destruir as características sócio-culturais das comunidades locais<sup>8</sup>.

As desapropriações e reassentamentos das populações envolvidas constituem-se em grave problema sócio-político e grande desafio gerencial que, historicamente no Brasil, têm sido tratados de forma inadequada e lesiva às comunidades atingidas.

<sup>7</sup> Em seu trabalho, ROSA; SCHAEFFER (1995) concluem que as emissões dos reservatórios de empreendimentos hidroelétricos brasileiros podem ter um efeito cumulativo não desprezível, mas contribuem bem menos para o efeito estufa que as plantas de geração térmica que utilizam combustíveis fósseis

<sup>8</sup> MOREIRA; POOLE (1991) citam estimativas indicando que a construção da usina de Tucuruí envolveu, na sua fase de pico, cerca de 35.000 trabalhadores, e estudos avaliando que, para cada trabalhador, até 5 pessoas são atraídas para a região.

Os habitantes das regiões ribeirinhas exercitam atividades econômicas (pesca, transporte, etc.) e possuem estrutura sócio-cultural associadas ao ecossistema das margens dos rios. Além dos custos das desapropriações serem altos, pois as terras às margens dos rios são, em geral, muito produtivas, os reassentamentos são muito trabalhosos e provocam diversos efeitos: prejudicam, ou até inviabilizam, as atividades econômicas anteriormente desenvolvidas e afetam a vida cultural dos atingidos. Se essa comunidade for indígena, esta desagregadora perda cultural pode ser fatal.

Os problemas de saúde pública aumentam, tanto na construção como após o enchimento dos reservatórios. As mudanças de habitat favorecem o surgimento e a propagação de moléstias anteriormente inexistentes na região.

Com relação às linhas de transmissão, seus impactos ambientais também estão sendo objeto de avaliação nos aspectos de uso do solo e conseqüências sobre áreas vizinhas, particularmente em regiões florestais.

Existem também suspeitas de que as linhas de transmissão possam contribuir para o crescimento de doenças cancerígenas. Em seu detalhado levantamento, KOIFMAN; MATTOS (1996) concluem não existirem provas de que os campos magnéticos de baixa frequência não fazem mal e que não é possível, declaradamente, inocentá-los por completo da hipótese de cancerigenidade.

### 2.5.3. As Externalidades Sócio-Ambientais

Com a crescente importância da questão sócio-ambiental nos empreendimentos elétricos, a discussão sobre a incorporação das externalidades sócio-ambientais também ganhou maior destaque. Conforme JACCARD (1994), uma externalidade é o efeito negativo ou

positivo de alguma atividade que é experimentado por uma terceira parte, mas não é contabilizado em qualquer transação monetária associada.

Embora as externalidades possam ser positivas ou negativas, as externalidades sócio-ambientais negativas são as que têm sido consideradas como cruciais para o setor elétrico e, como essas externalidades negativas não se refletem no custo final da energia, o livre mercado tende a não levá-las em conta, produzindo bens e serviços não ótimos para a sociedade.

Os bens ambientais, de acordo com SCARPINELLA (1997), possuem três características bem marcantes: (1) irreversibilidade, referindo-se à impossibilidade ou extrema dificuldade de regeneração; (2) incerteza, com relação aos obstáculos para uma precisa avaliação da extensão das perdas; (3) singularidade, tratando-se da condição única de uma espécie vegetal ou animal ou de uma paisagem.

Estas características favorecem a opção de preservação contra a realização de um projeto causador de danos ambientais. Nesta linha, pode ser adotado como critério para avaliação do empreendimento a expressão  $(B_e - C_e - B_p)$ , onde  $B_e$  e  $C_e$  são os benefícios e custos do empreendimento e  $B_p$  é o benefício da sua não realização ou da preservação ambiental.

Alguns impactos sócio-ambientais podem ser traduzidos em valores econômicos, através da incorporação ao custo do empreendimento elétrico dos valores financeiros gastos com as ações para mitigar os seus efeitos danosos. É o caso das desapropriações, reassentamentos, tratamento de resíduos, etc.

Outros, para serem traduzidos em valores econômicos, dependem de julgamento de valor de governantes e de variáveis relacionadas ao grau de desenvolvimento da sociedade, dos objetivos das populações e das características culturais e políticas de uma determinada nação.

Também existem aqueles impactos associados à "existência", cuja valoração econômica é impossível com os conhecimentos atuais. É o caso de alguma espécie animal cuja extinção não se consegue traduzir em potencial econômico não aproveitado.

Ainda segundo SCARPINELLA (1997), podem ser usados dois grupos de métodos de avaliação dos impactos ambientais que não têm uma tradução econômica bem definida: os diretos e os indiretos.

Os métodos diretos relacionam-se às propensões econômicas do indivíduo, isto é, quanto as pessoas estão propensas a pagar (PAP) por um benefício ambiental ou para evitar um dano ambiental e quanto as pessoas estão propensas a aceitar (PAA), monetariamente, por um dano ambiental ou para renunciar a um benefício ambiental. Para estes métodos existem várias possibilidades de estimativas simulando-se mercados para os atributos ambientais.

Os métodos indiretos procuram relações "dose-efeito" para tipos de perdas ambientais e suas conseqüências, sem considerar diretamente a propensão econômica dos indivíduos. Uma metodologia deste tipo, conforme exercício de aplicação de MEIR; MUNASINGHE (1994), realiza um conjunto de processos de avaliações com critérios múltiplos para alternativas de projetos, priorizando-os ao longo dos anos sem medir diretamente as externalidades de cada projeto.

Não é simples construir um modelo de avaliação dos impactos sócio-ambientais dos projetos de expansão do fornecimento de energia elétrica mas, devido sua importância atual, é crescente o número de especialistas que defendem alguma forma de valoração comparativa que seja aceita e aplicada pelos diversos atores do setor elétrico.

## 2.6. Planejamento Integrado de Recursos

### 2.6.1 Conceito Básico

Como observado por DE ALMEIDA (1992) a estratégia principal do planejamento convencional de um sistema elétrico é atender à previsão de demanda de eletricidade pela otimização de um conjunto de opções de suprimento, transmissão e distribuição, buscando o menor custo, o atendimento aos padrões de qualidade e confiabilidade e a observância de certas restrições ambientais.

O planejamento da expansão de sistemas de geração tem como uma de suas missões fundamentais a determinação de um cronograma de implantação de novas obras, para atender a demanda prevista a partir de um nível pré-definido de segurança, a um custo atualizado mínimo, levando em conta os custos de investimentos e os custos operacionais.

Nos sistemas de geração termoeletrica, a expansão é baseada na definição de um nível de confiabilidade para o atendimento da demanda máxima futura, com uma reserva de potência prevendo manutenções, falhas de unidades geradoras ou erros de previsão.

Quando o sistema é hidrelétrico, a expansão é planejada para o mercado de longo prazo. Como o regime hidrológico é incerto, a avaliação das necessidades de expansão exige o estabelecimento de critérios de garantia do fornecimento.

Para assegurar o suprimento podem ser usados critérios determinísticos ou probabilísticos.

O critério determinístico, ou de energia firme, pressupõe que o sistema elétrico consiga atender todo o mercado consumidor sem risco

de déficit ou com risco aceitável, com a hipótese de repetição do registro histórico das vazões.

O critério probabilístico, ou de energia garantida, define a probabilidade de um déficit pela fixação de um índice percentual, ou estabelece compromissos de custos e benefícios, estimando um custo explícito do déficit ou custo social do déficit.

Para os sistemas de geração elétrica hidrotérmica, o planejamento da expansão deve aliar características termoelétricas e hidrelétricas, com garantia de atendimento à demanda futura máxima prevista e de atendimento ao consumo energético no horizonte do estudo realizado.

No Brasil, a previsão de demanda parte de cenários macroeconômicos com previsão de crescimento do PIB, evolução do preço das fontes primárias e índices de penetração das tecnologias mais eficientes de uso final.

Esta análise, do ponto de vista do uso final, parece ser insuficiente, por não considerar as modernas metodologias com cenários compostos que consideram, entre outros aspectos, os hábitos de consumo, os índices de saturação e o potencial de desenvolvimento tecnológico de equipamentos e processos mais eficientes de utilização da energia.

O Planejamento Integrado de Recursos (PIR) basicamente é uma metodologia de planejamento que busca atender, de maneira confiável e com qualidade, a demanda por serviços energéticos com custos mínimos para a sociedade, pela otimização de um conjunto de opções de suprimento e de uso final eficiente, transmissão e distribuição, levando em conta externalidades tais como os impactos ambientais. Em outras palavras as opções do lado da demanda são consideradas em mesmo nível que as opções do lado da oferta, não somente em termos de custos por kWh, mas também em termos de confiabilidade, controlabilidade e impactos ambientais.

Originalmente chamado de Planejamento de Mínimo Custo, o PIR apareceu no setor de concessionárias privadas em meados da década de 80, primeiramente em um punhado de estados da costa leste dos EUA.

No PIR, é dada ênfase à chamada "Estratégia Orientada para os Usos Finais da Energia", isto é, objetiva-se atender as necessidades de serviços energéticos (como iluminação, refrigeração, uso final de energia motriz elétrica, condicionamento de ar, etc.) com as quantidades de energia necessárias para cada equipamento e condições de uso para cada setor de consumo. Os cenários construídos procuram caracterizar a demanda prevista e avaliar seu custo direto e, também, o custo sócio-ambiental que provoca.

#### 2.6.2. Características Essenciais do PIR

Desde o final da década de 80, nos EUA, o PIR vem apresentando certas características-chave que convém destacar<sup>9</sup>:

- as atividades de eficiência energética de uso final são desenvolvidas como programas, os quais são considerados como recursos, ou em outras palavras, tanto as opções de investimentos no suprimento como no uso final são parte do processo de planejamento;
- os impactos sócio-ambientais quantificáveis, provocados pelos empreendimentos elétricos, são considerados como custos;
- as fontes de suprimento, avaliadas no planejamento, podem ser propriedade da concessionária, de outras concessionárias, de produtores independentes ou até de consumidores;
- os critérios de seleção de recursos incluem preço da eletricidade, requisitos de receita e situação financeira das concessionárias, redução de riscos e incertezas, impactos sócio-ambientais, diversificação de fontes de energia, diversificação tecnológica etc.;

<sup>9</sup>Maiores detalhes podem ser encontrados no livro "State of the art of energy-efficiency: future directions" publicado em 1991 pelo American Council for an Energy-Efficient Economy,

- o número de participantes no planejamento foi ampliado com o envolvimento de comissões reguladoras, consumidores e especialistas que não integram o quadro de funcionários das concessionárias.

Tabela 2.2. Diferenças entre o Planejamento Tradicional das Concessionárias e o Planejamento Integrado de Recursos

Planejamento Tradicional	Planejamento Integrado de Recursos
Uniformidade dos recursos: plantas geradoras de propriedade da própria concessionária	Recursos diversificados, incluindo plantas geradoras de propriedade da concessionária, aquisições de energia de outras empresas, programas de conservação e gerenciamento de carga, melhorias na transmissão e distribuição e preços
Planejamento interno às concessionárias, basicamente realizado pelas áreas de planejamento de sistemas e planejamento financeiro	Planejamento distribuído entre várias áreas dentro da concessionária e, freqüentemente envolvendo consumidores, representantes das Comissões Públicas de Regulação das Concessionárias, e especialistas externos às concessionárias
Recursos selecionados prioritariamente para reduzir preços da eletricidade e para manter a confiabilidade do sistema	Recursos selecionados por diversos critérios, incluindo preços da eletricidade, necessidades de receitas, custos dos serviços energéticos, redução de riscos, diversidade tecnológica e de combustíveis, qualidade ambiental e desenvolvimento econômico

Fonte: HIRST et al. (1991)

A tabela 2.2., mostra comparações entre algumas características do planejamento tradicional e do PIR.

Conforme KRAUSE; ETO (1988), cerca de 17 Estados norte americanos requisitavam o PIR no processo de regulação das suas concessionárias em 1988, e muitos outros Estados estavam estabelecendo regulamentação e procedimentos de planejamento similares.

Muitos trabalhos têm sido realizados nos EUA para aprofundar conceitos, calcular os custos evitados<sup>10</sup>, avaliar os vários tipos de testes

<sup>10</sup> O conceito de custo evitado foi introduzido oficialmente nos EUA através do "The Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA).

de custo/benefício e desenvolver mecanismos e ferramentas para a comparação entre os recursos do lado da demanda e os de oferta.

As Comissões Públicas de Regulação das Concessionárias exerceram um papel preponderante na aplicação do Planejamento Integrado de Recursos, na avaliação dos seus principais procedimentos e no desenvolvimento de instrumentos e ações que demonstrem sua eficácia e importância no fornecimento de energia com qualidade.

Vários especialistas, ligados a Universidades e Instituições de Pesquisas, têm participado ativamente do processo, gerando análises, contestando certas ações, propondo alternativas e propiciando bom material para estudos e reflexões. Com a reestruturação em curso nos EUA, novas questões estão se apresentando quanto ao papel da regulação na eficiência energética e qual o papel da mercado.

### 2.6.3. Principais Atividades do PIR

Um processo típico de PIR, cujos principais eventos são mostrados na figura 2.2., inicia-se pela identificação dos objetivos estratégicos da concessionária e das metas gerais do plano de recursos a ser desenvolvido. São estabelecidos o nível de dividendos esperados aos acionistas, as características de confiabilidade e qualidade dos serviços a serem prestados aos consumidores, os níveis de preços almejados, as preocupações sócio-ambientais, a estrutura empresarial desejada e a aderência às políticas regulatórias e do Estado.

Em paralelo, é realizado um levantamento dos recursos de oferta atualmente existentes, sua situação técnico-econômica e dos recursos de gerenciamento do lado da demanda em andamento e seus resultados previstos.

Em continuidade são realizados estudos de projeção da demanda futura, utilizando-se técnicas de cenários e de análise de uso final de

energia. Como resultado, surgem as necessidades mais prováveis de novos recursos.

Figura 2.2. Diagrama do Processo do PIR



Fonte: HIRST (1992a)

Para satisfazer as necessidades detectadas, são pesquisadas alternativas de oferta (incluindo repotenciação de plantas existentes, novas plantas de geração, compras externas de energia elétrica), de demanda (programas de DSM para diferentes categorias de consumidores, e para várias tecnologias disponíveis de uso final eficiente de energia), de transmissão e distribuição (otimização, manutenção e novos empreendimentos) e de mecanismos tarifários (estrutura das tarifas e possibilidades de diferenciação pelo tempo e horário de uso).

Diferentes combinações dessas opções de recursos, que possam atender os serviços energéticos projetados, são mensuradas em termos

de vários atributos tais como: desempenho técnico; custos para a concessionária, para os consumidores e para a sociedade; impactos sócio-ambientais; resiliência aos riscos e incertezas.

Como resultado das análises, são definidos os conjuntos alternativos de recursos que, de forma consistente com as estratégias da empresa, atendam as demandas projetadas, reduzam as incertezas, e satisfaçam critérios ambientais e sociais.

Durante as várias etapas deste processo, há abertura para a participação pública através de representantes de vários atores envolvidos como os consumidores, os grupos ambientalistas, as comunidades afetadas pelos empreendimentos, os especialistas externos às concessionárias, etc.

Fruto do processo, é elaborado um relatório com um plano de ação que define o melhor conjunto de recursos e as razões que levaram a esta escolha. Este plano é avaliado pelo sistema regulador e, em sendo aprovado, é implementado sob a responsabilidade da concessionária.

Um bom Plano Integrado de Recursos é flexível e deve ser acompanhado, de forma permanente, pela concessionária que monitora sua implantação, os efeitos parciais de seus impactos e sua aderência aos fatores externos em evolução, podendo proceder às modificações e aos ajustes que se mostrarem necessários.

## 2.7. Gerenciamento do Lado da Demanda (DSM)

### 2.7.1. Razões para os Programas de DSM

Neste trabalho o uso da expressão "gerenciamento do lado da demanda" refere-se às várias atividades e medidas que reduzem o consumo e/ou o tornam mais eficiente sem necessariamente prejudicar

ou limitar o serviço energético fornecido ao usuário. A menos de expressa observação, as palavras racionalização, eficiência e conservação quando aplicadas à produção, transmissão, distribuição e uso final da energia têm significados semelhantes embora alguns autores atribuam ao termo conservação um significado mais próximo à diminuição do serviço energético.

A razão fundamental para a adoção de programas de gerenciamento do lado da demanda reside na incapacidade do mercado em aproveitar todas as oportunidades de aumento da eficiência nos serviços energéticos. Os programas de DSM tentam estimular e obter economias efetivas em custo que de outra forma não seriam obtidas ou seriam obtidas com grande retardamento, induzindo investimentos em uma sobre capacidade de geração com o conseqüente aumento de tarifas e perda da eficiência alocativa.

#### 2.7.1.1. O Modelo Econômico Convencional

De acordo com o modelo econômico convencional, as medidas de eficiência de uso final, em um mercado perfeito, são realizadas pelos consumidores em seu próprio benefício, realizando investimentos em racionalização energética que trazem taxas de retorno iguais ou melhores que os outros tipos de investimentos disponíveis.

Nesta visão, a falta de eficiência no uso da energia está principalmente relacionada à distorção de preços oriundas de subsídios, ausência de competição e custos dificilmente quantificáveis. O processo de fixação de tarifas, exercido pelo sistema de regulação das concessionárias, é que provoca a sinalização incorreta de preços. As reformas, que introduzam preços de eletricidade baseados no custo marginal e no período de utilização, serão capazes de aumentar, adequadamente, a racionalização energética do lado da demanda. As

imperfeições de mercado ou são desprezíveis ou afetam somente um pequeno número de consumidores.

#### 2.7.1.2. Limitações e Barreiras

Entretanto, como contraponto a esta perspectiva, muitos estudos demonstraram que a difusão de tecnologias e de processos de eficiência de uso final é gravemente dificultada ou até impedida por muitos fatores distintos das eventuais distorções de preços. Estas pesquisas<sup>11</sup> fizeram importantes descobertas.

##### a) O diferencial de eficiência

O potencial não realizado de economias de eletricidade por melhorias de uso final é muito grande, inclusive onde o custo da energia conservada<sup>12</sup> obtido a partir de investimentos em tecnologias disponíveis comercialmente é bem menor do que as tarifas.

As figuras 2.3 e 2.4 mostram projeções de um exercício de planejamento no setor residencial do Estado de Michigan (EUA), em que tornam-se bem compreensíveis as condições de avaliação de recursos do lado da demanda.

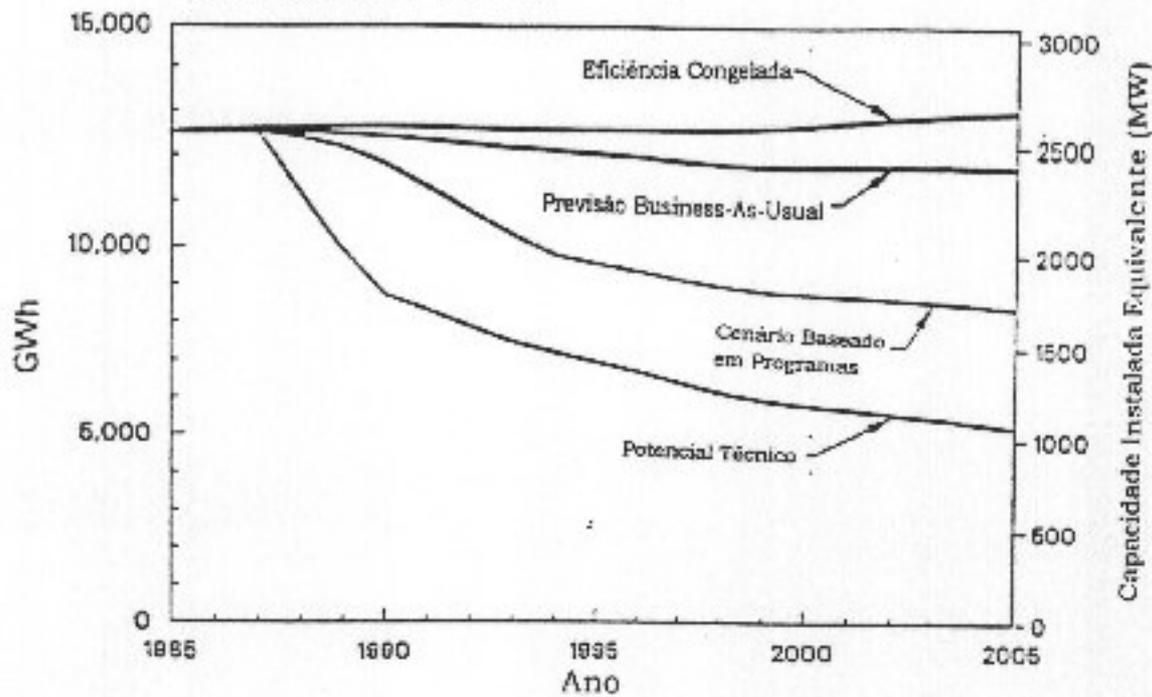
Na fig.2.3., a curva "eficiência congelada" não projeta nenhuma melhoria da eficiência. A curva "business as usual" supõe melhorias de acordo com as tendências correntes e com a influência de outros fatores esperados. No "cenário baseado em programas" adicionam-se às tendências correntes as atividades de programas de DSM das concessionárias projetados para acelerar a penetração das tecnologias mais eficientes disponíveis comercialmente. Na curva "potencial técnico"

<sup>11</sup> Conforme KRAUSE; ETO (1998), entre muitos outros, podem ser citados os trabalhos de Stern and Aronson (1981), Blumenstein et al. (1980), EPRI (1987), Geller et al. (1986), e Krause et al.(1987).

<sup>12</sup> Considera-se como custo da energia conservada o custo levelizado de capital e de manutenção do investimento em eficiência durante todo o período de vida útil do dispositivo ou equipamento.

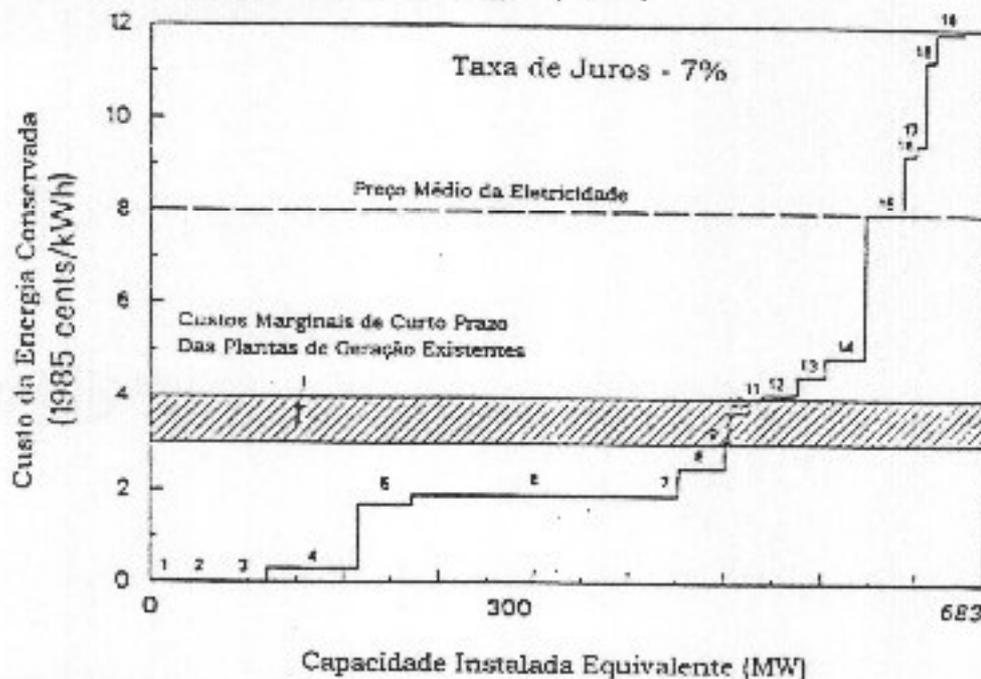
é mostrada a hipótese de consumo com a plena utilização da tecnologia mais eficiente disponível em todas as aplicações.

Figura 2.3. Recursos do Lado da Demanda no Setor Residencial de Michigan (1985-2005)



Fonte: KRAUSE; ETO (1988)

Figura 2.4. Curva de Economias Anuais de Eletricidade no Setor Residencial de Michigan (1985)



Fonte: KRAUSE; ETO (1988)

A fig. 2.4. mostra uma curva anual de economias de energia para o setor residencial, com o custo por kWh da implantação de medidas e programas de DSM que geraram a curva "cenários baseados em programas" da fig. 2.3. O custo da maior parte dos programas é bem inferior ao preço de eletricidade. Além disto, uma grande parte dos programas de DSM custam menos do que os custos marginais de curto prazo das plantas de geração existentes.

b) O diferencial de pay-back (tempo de retorno do investimento)

Apesar dos custos da energia conservada serem muito favoráveis, a penetração de algumas tecnologias e processos mais eficientes é baixa. Uma das prováveis causas é a diferença entre o tempo de retorno esperado do investimento que o consumidor admite em relação ao utilizado pelo agente supridor de energia. O consumidor, tanto residencial como comercial ou industrial, espera um tempo de retorno muito baixo: alguns meses ou, no máximo, 1 ou 2 anos no caso de grandes consumidores.

Esta expectativa de curto prazo do consumidor tende a aumentar o consumo e contribui para forçar os investimentos em suprimento de energia, cujo tempo de retorno do investimento atinge 10, 20anos ou mais.

Esta assimetria entre critérios de investimento inviabiliza muitas aplicações eficientes em uso final e não se resolve somente com preços de energia baseados no custo marginal.

c) Barreiras institucionais ou de mercado

São outros fatores que restringem e muitas vezes impedem a melhoria da eficiência de uso final da energia e que podem variar por tipo de consumidor e por tipo de serviço energético embora exerçam efeitos comparáveis na taxa de retorno explícita nos investimentos do lado da demanda. KRAUSE; ETO (1988), REDDY (1991) e muitos outros

trabalhos tentam classificar estas barreiras. Algumas delas são explicitadas a seguir.

#### c.1) Ausência de informações

O consumidor de energia é o agente indispensável na implementação de melhorias no uso final eficiente e, freqüentemente, desconhece as tecnologias e não compreende os custos e benefícios das várias alternativas disponíveis. Em muitos lugares há ausência de informações, educação para a conservação, programas de demonstração, etc.

#### c.2) Acesso limitado ao financiamento ou à proteção contra riscos financeiros

O consumidor tem dificuldades em obter financiamentos com taxas de retorno adequadas ou sente-se muito exposto para um investimento com longo tempo de retorno. Algumas aplicações de alto custo inicial tornam-se inaceitáveis para muitos sem programas de financiamento.

#### c.3.) A obsessão pelo suprimento

Muitas práticas regulatórias tornam o lucro das concessionárias diretamente proporcional ao volume de vendas. Cada kWh adicional vendido representa um acréscimo de lucro. Nestas condições estimular a eficiência dos consumidores não é considerado, como também é negado, pois o investimento em gerenciamento do lado da demanda reduz as receitas das concessionárias como reduz o retorno dos investimentos na redução da demanda.

#### c.4) Altos custos transacionais e de informações

Os usuários deparam-se com altos custos para obter informações corretas sobre os produtos, para ter confiança no fornecedor, para contratar bons projetistas e instaladores, para conhecer detalhes entre opções tecnológicas e as formas de sua utilização. Como o custo inicial é um fator importante na decisão do investimento, vários fabricantes, revendedores e instaladores respondem a este fato ofertando produtos e

serviços de menor custo inicial mas que propiciam menor volume de economia energética, menor qualidade do uso final e/ou maiores custos de operação posterior.

#### c.5) Custos indiretos ocultos e irreduzíveis

Existem riscos ao consumidor relacionados aos aspectos técnicos que não dependem de informações adequadas ou redução da qualidade do serviço energético mas que podem frustrar a expectativa do consumidor.

#### c.6) Razões não econômicas do consumidor

A racionalidade do consumidor envolve considerações não diretamente econômicas como os aspectos ligados à aparência, à opinião de amigos, aos costumes culturais, e à moda atual.

#### c.7) Uso e propriedade

O usuário final pode não ser o proprietário do equipamento ou construção relacionada ao serviço energético que se quer mais eficiente ou ele não tem certeza se permanecerá muito tempo naquele prédio ou local, provocando um novo fator limitante na decisão do investimento.

#### c.8) Rede de fabricantes insuficiente

Como existem os diferenciais de tempo de retorno do investimento e como as tecnologias eficientes não são muito disseminadas, os fabricantes têm pouco incentivo para produzir dispositivos ou equipamentos eficientes, investir em pesquisa e desenvolvimento, aumentar sua produtividade e diminuir seus preços.

#### c.9) Falta de incentivos à tecnologias inovativas

Além do motivo acima exposto, os trabalhos de desenvolvimento tecnológico tendem, em muitas regiões, a não merecer os mesmos estímulos para concepção, transferência do que outros trabalhos em P & D.

#### c.10) Falta de poder político das agências de conservação de energia

Muitos governos, ao demonstrar interesse pela eficiência energética de uso final, criam organismos para incentivá-la, mas que não têm poder político para influenciar decisões governamentais de outros departamentos ou ministérios, não conseguindo cumprir seus objetivos nominais.

### 2.7.1.3. As limitações da Política de Preços

Muitas barreiras ligadas à racionalidade econômica e outras considerações não econômicas não favorecem a realização de investimentos em melhorias da eficiência energética do lado da demanda, independentemente da política de preços da energia elétrica. O redesenho de critérios tarifários e outras medidas ligadas à sinalização dos preços, realizados isoladamente, são insuficientes para mobilizar o grande potencial de conservação existente.

Portanto, ações institucionais e algum tipo de intervenção regulatória ou governamental (políticas públicas) são necessárias para remover barreiras e corrigir as imperfeições do mercado na direção da racionalidade energética.

### 2.7.2. Evolução do Conceito de DSM

Até o início da década de 70, a demanda de eletricidade crescia estavelmente e o desenvolvimento tecnológico e as economias de escala diminuíam os custos das novas obras de expansão do setor. A estes fatores somavam-se preços de combustível e taxas de juros estáveis gerando declínio das tarifas de energia elétrica.

Os choques energéticos dos anos 70, com o rápido aumento dos combustíveis acompanhado por alta inflação e elevadas taxas de juros,

provocaram um grande aumento nos custos de construção , financiamento e operação de plantas de geração térmica nos EUA.

O decorrente aumento das tarifas aprofundou riscos e incertezas: as vendas caíam, as projeções de aumento da demanda mostravam-se longe da realidade, alguns investimentos revelavam-se desastrosos e as relações entre concessionárias, consumidores e reguladores se deterioravam. Enquanto as concessionárias solicitavam aumento de tarifas aos reguladores e os consumidores protestavam contra os aumentos concedidos, os reguladores oscilavam entre conceder aumentos e não aceitar os acréscimos nos investimentos em novas plantas como justificativa para os aumentos.

Pela primeira vez adotando uma estratégia de foco no cliente e buscando evitar a necessidade de construir novas usinas ou comprar um energia cara de outros produtores, algumas concessionárias passaram a incentivar o gerenciamento de carga para reduzir o uso de energia elétrica nos dias/horários de ponta logo acompanhado por esforços de conservação onde a tecnologia era o motor principal.

Gradativamente foram criados e implantados programas para educar consumidores no uso eficiente de eletricidade, realizadas auditorias energéticas e criadas linhas de financiamento a juros subsidiados para o gerenciamento de carga e para a conservação de energia centrada em mudanças tecnológicas em equipamentos de uso final. Algumas concessionárias também estimularam seus consumidores a trabalhar com Companhias de Serviços Energéticos (ESE's) que, freqüentemente, financiavam as medidas de conservação e recebiam parte do valor da energia economizada como forma de pagamento.

Esta é considerada a primeira fase do Gerenciamento do Lado da Demanda, época em que foi cunhado o termo "Demand-Side Management" cujas iniciais formam DSM que é uma abreviatura

amplamente utilizada em estudos e análises e que também é utilizada neste trabalho.

Elaboradas pelo EPRI (1984) apud GELLINS (1996) as seguintes considerações comprovam seu foco no consumidor<sup>13</sup>:

“Gerenciamento do lado da demanda (DSM) é o planejamento e implantação daquelas atividades da concessionária projetadas para influenciar o uso de eletricidade dos consumidores de forma a produzir as mudanças desejadas na curva de carga da concessionária, isto é na magnitude e padrão horário da carga. Os programas da concessionária conduzidos sob o guarda-chuva do gerenciamento do lado da demanda incluem gerenciamento da carga, novos usos, conservação estratégica, autogeração e ajustes na distribuição do mercado”.

Entretanto os esforços educativos com empréstimos a juros subsidiados não foram suficientes para se obter resultados significativos e começaram a surgir novas formas e programas de DSM. A prática expandiu o conceito de DSM que, além do gerenciamento de carga e conservação, passou a significar aumento de eficiência de uso energético com ênfase na redução do consumo e na manutenção e/ou melhoria dos serviços energéticos fornecidos aos consumidores.

Novos programas de DSM passaram a envolver descontos diretos na conta de eletricidade pelo uso de determinados equipamentos mais eficientes como refrigeradores, motores elétricos e lâmpadas fluorescentes compactas. Estes programas tiveram bons resultados, foram facilmente entendidos pelos consumidores, mas não atingiram todo o potencial de economia energética já que não conseguiram estimular pacotes integrados de medidas de racionalização energética.

Por isto, algumas concessionárias passaram a implementar projetos que objetivavam orientar o consumidor na identificação das medidas de DSM mais abrangentes, na especificação dos trabalhos, na

---

<sup>13</sup> Tradução do autor

obtenção do financiamento e no processo de instalação. Tais projetos obtiveram grandes taxas economia de energia e de adesão do público alvo, mas os altos prazos e custos para as concessionárias limitavam a amplitude do público alvo e os resultados globais.

Surgiram programas que enfatizavam a transformação dos mercados, isto é, programas que tentavam modificar os mercados de tal forma que as medidas de racionalização energética se incorporassem a normas, práticas e decisões, tornando desnecessária a participação das concessionárias. Alguns programas, que promoveram construções residenciais mais eficientes energeticamente e que induziram alterações nos códigos de construção de algumas regiões, foram extremamente bem sucedidos embora exigissem grandes esforços de coordenação e altos investimentos de curto prazo.

A partir de 94, com o aumento da competição no setor elétrico iniciou-se um terceira fase das DSM. As concessionárias começaram a limitar seus programas para reduzir seus custos. Em particular, os programas de descontos e de aquisição de recursos mais abrangentes foram abandonados. Programas com foco na transformação de mercado foram mantidos e também houve o retorno às atividades típicas da primeira fase como informações, empréstimos e gerenciamento de carga porém, com abordagens menos custosas e mais bem planejadas.

## Capítulo 3 - O PIR NOS EUA

### 3.1. A Indústria de Energia Elétrica nos EUA

#### 3.1.1. Breve Histórico

A indústria de Energia Elétrica dos Estados Unidos, durante este século, evoluiu de um modelo composto somente por muitas pequenas companhias privadas e municipais para um outro modelo, onde predominavam as grandes concessionárias privadas que integravam a produção, a transmissão, a distribuição e as vendas<sup>1</sup> e que, freqüentemente, se associavam em companhias "holding".

Por volta dos anos 30, com o "New Deal" americano, cresceu o movimento por um sistema regulatório mais atuante, culminando com a promulgação do "The Public Utility Holding Company Act (PUHCA) de 1935, que, conforme ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (1993b), apresentou alguns elementos determinantes para o funcionamento estável da indústria elétrica americana por várias décadas: (1) criação de mecanismos para o rompimento de alguns trustes privados; (2) normatização do regime de concessões e definiu o regime de tarifa pela taxa de retorno; (3) fortalecimento do sistema regulatório, dotando as comissões reguladoras estaduais de grandes poderes de regulamentação, supervisão e controle das tarifas, dos planos de expansão das concessionárias e da qualidade dos serviços elétricos.

Cada um dos Estados Americanos possui uma comissão reguladora, a "Public Utilities Commission - PUC", geralmente constituída por três a cinco membros, que exercem sua autoridade sobre as

---

<sup>1</sup> As concessionárias privadas se agigantaram por fusões de pequenas companhias ou pela incorporação das menores pelas maiores.

concessionárias privadas do Estado. Há um aparato legal federal e dentro dele cada Estado estabelece sua legislação específica.

O processo para definição das tarifas é um processo quase judicial em que, conforme EACHUS (1991), as comissões reguladoras têm poder para retirar certos custos, considerados como imprudentes ou desnecessários, do cálculo das tarifas<sup>2</sup>. O processo de fixação das tarifas envolve vários participantes externos interessados, como os representantes dos consumidores residenciais, industriais e comerciais, e chega a ser conflitivo, exigindo muitos cuidados e claras justificativas, pois sobre a decisão da comissão pode haver apelação a uma corte judicial.

Também na década de 30, o Governo Federal americano iniciou a implantação de grandes usinas hidrelétricas, assumiu a venda por atacado dessa nova energia<sup>3</sup> e estimulou o surgimento e crescimento de concessionárias públicas e das cooperativas. Para isso, fez uso de empréstimos a juros baixos, assistência técnica e priorizou a venda da nova energia hidrelétrica, mais barata, a essas empresas.

O Governo Federal aumentou sua participação na geração de eletricidade até o fim da segunda guerra mundial e ainda possui as grandes hidrelétricas construídas naquela época. As concessionárias públicas estaduais e municipais e as cooperativas<sup>4</sup> continuaram crescendo, numericamente, para atender necessidades específicas.

Apesar disto, as concessionárias privadas, reguladas por agências federais e estaduais, mantiveram sua presença dominante na indústria de energia elétrica americana, operando em "pools" regionais para buscar a otimização do sistema.

<sup>2</sup> Como exemplo, o autor cita o caso de contribuições para campanhas políticas.

<sup>3</sup> A energia produzida era comercializada no atacado pelas Administrações Federais para a Venda de Energia, que chegaram a operar na maior parte dos Estados Americanos.

<sup>4</sup> As cooperativas concessionárias elétricas são propriedade de seus membros e a eles fornecem eletricidade. Em grande parte, foram criadas para garantir a eletrificação rural e, para tal, receberam forte apoio técnico e financeiro a partir de 1936.

A típica concessionária privada dos anos 70, gerava, transmitia e distribuía, sendo um exemplo clássico de integração vertical. Possuía concessão para vender energia a varejo dentro de um determinado território, no qual tinha obrigação de prover energia elétrica com qualidade e confiabilidade, em igualdade de condições para todos. Seus investimentos eram quase isentos de riscos, pois os preços eram regulados para garantir uma taxa de retorno adequada..

### 3.1.2. O Início do Processo de Reestruturação

Com a inesperada queda do crescimento do consumo de eletricidade nos meados dos anos 70, algumas empresas foram pegas de surpresa com um excesso de capacidade geradora, originalmente projetada para atender as necessidades projetadas para sua área de concessão.

As crises do petróleo dos anos 70, com o aumento dos preços dos combustíveis, o crescimento da inflação, das taxas de juros e do custo de operação e construção de usinas geradoras, elevaram as tarifas de energia elétrica. A situação ficou difícil para algumas concessionárias que, inclusive, passaram a atuar, de forma mais abrangente, na transmissão de energia entre concessionárias, assumindo parte do mercado da venda por atacado

Em parte motivado pela necessidade de reduzir a importação de petróleo e, em parte, pela situação de instabilidade da indústria de eletricidade, foi promulgado o "Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)" em 1978, que promovia a conservação de energia, estimulava o uso de fontes alternativas renováveis e criava uma nova classe de geradores de energia elétrica.

As concessionárias foram obrigadas a comprar energia elétrica destes novos pequenos produtores e dos cogeneradores ao preço que

refletisse o custo/kWh da eletricidade ou o custo/kW de capacidade (dependendo das necessidades da empresa) associado ao próximo projeto de expansão da geração da concessionária: é o chamado custo evitado da concessionária cujo valor seria estabelecido pelas "PUC's".

Sob o PURPA duas categorias de produtores eram qualificadas aos benefícios acima citados: os cogeneradores e os pequenos produtores que utilizassem resíduos, biomassa, energia renovável ou geotérmica como fonte de energia primária<sup>5</sup> e obedecessem certos critérios de propriedade, operação e eficiência, estabelecidos pela "Federal Energy Regulatory Commission - FERC". Estes são as chamadas "Qualifying Facilities - QF's" que não estavam sujeitas à regulação da taxa de retorno. Todos os demais produtores independentes de energia não eram concessionários, não possuíam linhas de transmissão e não eram considerados como qualificados sob o PURPA.

A implementação do PURPA provocou um grande impacto no mercado de energia elétrica dos EUA, pois as concessionárias perderam o monopólio da expansão da oferta de energia, e contribuiu para mostrar que as economias de escala na geração elétrica eram questionáveis.

Em princípios da década de 90, de acordo com ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (1993a), a energia elétrica produzida nos EUA era basicamente de origem térmica, com grande predomínio do carvão (56% em 1992). As hidroelétricas respondiam, nessa mesma época, por apenas 9% do total gerado. A produção de eletricidade por meio de usinas nucleares estabilizou-se, apesar de ser, ainda, bastante significativa<sup>6</sup>.

O sistema elétrico dos EUA já mostrava, ao lado das companhias supridoras tradicionais, companhias não tradicionais cuja importância crescia ano após ano.

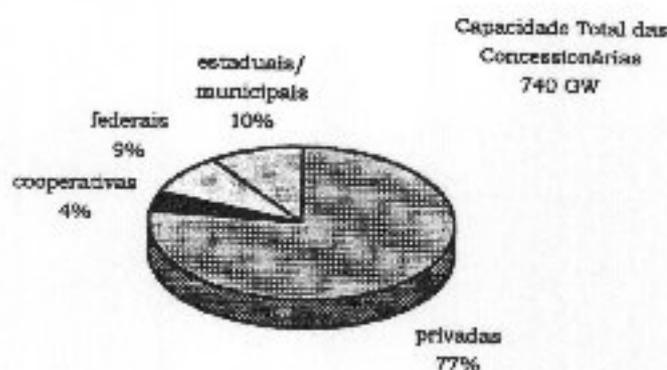
<sup>5</sup> Pelo menos 75% das fontes primárias utilizadas por estes pequenos produtores deveria ser renovável.

<sup>6</sup> As térmicas nucleares responderam por 22% do total produzido em 1992.

As supridoras tradicionais eram em grande número: concessionárias públicas federais (10), estaduais e municipais (2017), Cooperativas (943) e concessionárias de capital privado (262).

A figura 3.1. mostra a capacidade instalada total e por tipo de propriedade das concessionárias americanas.

Figura 3.1. Distribuição da Capacidade Nominal das Concessionárias por Tipo de Propriedade - 1991



Fonte: Energy Information Administration (1993b)

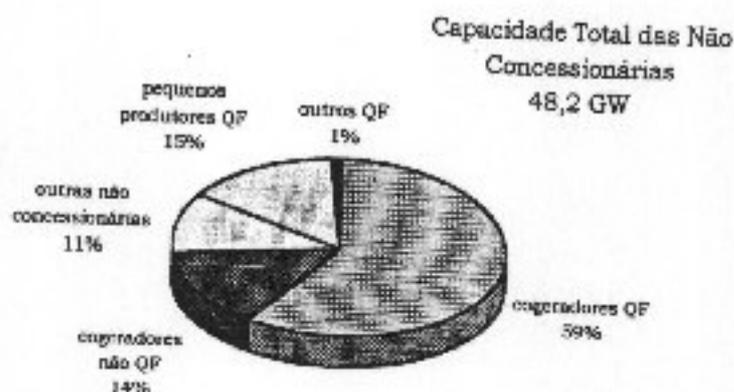
Os novos produtores qualificados junto com os outros produtores independentes, respondiam em 91, por 6% da capacidade total instalada de energia elétrica<sup>7</sup>.

A figura 3.2. mostra a capacidade instalada total e por tipo de propriedade das companhias não concessionárias.

Foi muito significativo o estímulo recebido pelos cogeneradores e pelos produtores independentes de energia e, como os preços se revelaram muito rentáveis, as concessionárias receberam uma enxurrada de ofertas de suprimento de energia.

<sup>7</sup> Estimativas dos órgãos governamentais americanos, em 1991, já indicavam que essa porcentagem atingiria 10% em meados da década.

Figura 3.2. Distribuição da Capacidade Nominal das Empresas Não Concessionárias por Tipo de Empreendimento - 1991



Fonte: Energy Information Administration (1993b)

As ofertas de energia originadas das QF's superavam em muito as necessidades estimadas de eletricidade de muitas concessionárias. A pura escolha da oferta de menor custo supunha que outros atributos como qualidade e confiabilidade seriam semelhantes, o que nem sempre era verdade.

A partir disso, os reguladores começaram a reinterpretar o conceito de custo evitado: um mercado competitivo fora criado e alguma forma de concorrência seria necessária. O preço resultante do processo de concorrências poderia substituir o valor estabelecido para o custo evitado e tornar-se um referencial para outros investimentos das concessionárias, inclusive os programas de DSM.

Outro fato marcante, na época, foi a posição de algumas PUC's não permitindo que todos os custos das concessionárias fossem repassados às tarifas. Pela primeira vez, os investimentos imprudentes passaram a penalizar os investidores e não os consumidores. Houve grande impacto sobre os dirigentes das concessionárias que passaram a buscar alternativas inovadoras de recursos, associadas a menores volumes de capital e à divisão de riscos.

Neste contexto, apoiado por algumas comissões reguladoras estaduais, pelos ambientalistas e conservacionistas, o PIR encontrou motivação nas concessionárias que procuravam evitar o alto custo de novas plantas de grande porte para geração, necessitavam criar mecanismos de avaliação dos programas e tecnologias de eficiência de uso final, buscavam maior flexibilidade e diversidade para lidar com todos os tipos de incertezas e ansiavam por relações menos tormentosas com o público consumidor, produtores independentes, acionistas e os reguladores, conforme BAUER; ETO (1992).

### 3.1.3. As Reformas nos Anos 90

Em 1992, aceitando o princípio da competição na geração, visando a redução de custos e caminhando no processo de desregulamentação, foi promulgado o "Energy Policy Act (EPACT)" que modificou o PUHCA de 1935, eliminando restrições corporativas e geográficas aos produtores independentes de energia e permitindo que o FERC possibilitasse o livre acesso ao sistema nacional de transmissão para todos os supridores de energia elétrica.

O objetivo foi abrir totalmente o mercado elétrico à concorrência na geração. As concessionárias teriam de competir com todos os outros produtores de energia elétrica mas, como compensação se livraram de alguns controles financeiros existentes desde o PUHCA, e foi permitido a elas, participar do capital dos produtores independentes e criar subsidiárias para desenvolver projetos de produção independente em qualquer região do mundo.

Os produtores independentes se fortaleceram ainda mais, e souberam explorar as oportunidades proporcionadas pelas novas tecnologias para menores plantas de geração de eletricidade na base do

gás natural<sup>8</sup> que reduziram os custos de produção, os riscos do empreendimento e até os impactos ambientais. Cresceram os contratos e os mercados futuros de energia.

Conforme DE OLIVEIRA (1997), quando comparados com os custos das novas plantas independentes, boa parte das concessionárias apresenta altos custos de geração. Uma parcela de seus investimentos são tidas como custos irrecuperáveis ("stranded costs")<sup>9</sup>, provocando grandes divergências entre reguladores, concessionárias e geradores independentes sobre o ritmo e as condições econômicas da reestruturação da indústria de eletricidade.

As concessionárias desejam que seus investimentos, feitos sob supervisão dos reguladores, sejam remunerados. Os consumidores não aceitam que suas tarifas cresçam para pagar esses custos e, em particular, os grandes consumidores industriais, de áreas de altas tarifas, querem diminuí-las para manter sua competitividade.

O envolvimento federal está em expansão na indústria de eletricidade mas os Estados aparentemente manterão sua supervisão e competência sobre, pelo menos, os dos serviços de distribuição. A relação entre a transmissão regulada federalmente e a distribuição regulada estadualmente ainda não está bem definida.

CHAMBERLIN; HERMAN (1996) comentam que, em 1995, a "FERC Notice of Proposed Rulemaking", conhecida como megaNOPR, procurou aumentar a competição no atacado, estabelecendo que as concessionárias abrissem mão de seus bens de geração (pelo menos funcionalmente e não fisicamente) de maneira a separar o valor do sistema de transmissão dos ativos de geração. O megaNOPR também colocou a operação da transmissão nas mãos de entidades independentes.

<sup>8</sup> Na atualidade a abundante oferta de gás natural e seu baixo custo também contribuem para a redução dos custos de geração.

<sup>9</sup> Os custos irrecuperáveis, segundo NAVARRO (1995) apud DE OLIVEIRA (1997), são de difícil estimativa podendo atingir, nos EUA, de US\$ 10 bilhões a US\$ 200 bilhões.

Em 96, a FERC, pressionando para a abertura mais rápida da rede de transmissão estabeleceu regras para a recuperação de, pelo menos, parte dos custos irrecuperáveis, enquanto as comissões reguladoras estaduais se perguntam como defender as concessionárias dos prejuízos e os consumidores do aumento das tarifas.

Uma das iniciativas de maior impacto das comissões estaduais foi tomada pela "California Public Utilities Commission - CPUC" em 1995 que aprovou um plano de reorganização do mercado local de eletricidade, constituído de três elementos básicos, segundo LOVINS (1996):

- é criado um mercado regional de comercialização de energia no atacado, operado independentemente, que determinará o despacho ótimo das centrais elétricas com base nas propostas de preço dos geradores e de demanda das distribuidoras, coletadas a cada meia hora.
- Os consumidores continuarão a comprar somente das concessionárias locais, a preços compostos por um componente fixo (definido na forma tradicional das tarifas) e por outro componente igual ao preço "spot". Criou-se para o varejo uma espécie de "acesso direto virtual à transmissão". A compra efetiva direta dos geradores no varejo só será implantada futuramente, conforme os resultados do processo de reorganização.
- as concessionárias não são mais obrigadas a manter um conjunto alternativo de recursos, podendo simplesmente comprar no mercado "spot", embora possam continuar adquirindo o recurso que considerarem mais adequado, tanto de oferta como de demanda.

A CPUC também instituiu duas novas taxas a serem pagas pelos consumidores: uma para cobrir parte dos custos irrecuperáveis e outra para realizar os investimentos relativos ao bem público (por exemplo, os programas de DSM).

Esta experiência da Califórnia está em consolidação e vários aspectos ainda estão em discussão. Em geral, o ritmo e a profundidade do processo de reestruturação são variáveis de Estado para Estado, sendo que nas regiões de mais altas tarifas as mudanças tendem a ser

mais agudas enquanto aquelas de tarifas mais baixas adotam uma posição de expectativa prudente. DE OLIVEIRA (1997) comenta que as condições operacionais e econômicas do sistema de transmissão ainda não estão definidas, representando, junto com os custos irrecuperáveis, pontos cruciais do atual processo de reestruturação do setor elétrico nos EUA.

### 3.2. Algumas Questões sobre o PIR até o Início dos Anos 90

#### 3.2.1. Papel das Concessionárias

Em um processo de implementação do Planejamento Integrado de Recursos, as concessionárias desempenham papel de grande importância em vários aspectos: na avaliação descentralizada e por usos finais das necessidades de novos recursos energéticos; na otimização dos sistemas de transmissão e distribuição; no estabelecimento de um conjunto alternativo de opções de recursos do lado da demanda e do lado do suprimento, na percepção das incertezas e na consideração das externalidades; na implementação das atividades de DSM e no seu monitoramento posterior.

Em grande parte, o sucesso do PIR depende de uma âncora sólida, uma instituição com autoridade e responsabilidade para realizar estudos detalhados, escolher entre as alternativas para alocar recursos e acompanhar a aplicação desses recursos. Nos EUA, esse papel foi representado pela concessionária privada regulada. Para isso contribuiu o fato da concessionária ser afetada pelo interesse público e ter como obrigação legal garantir o serviço elétrico a todos os consumidores sem discriminação.

Em se tratando de eficiência energética de uso final, os programas patrocinados pelas concessionárias não são os únicos possíveis nem

necessariamente os mais indicados para superar algumas barreiras do mercado (bons exemplos são a etiquetagem de eletrodomésticos, a moderna normalização técnica, os financiamentos dos organismos oficiais e as empresas de serviços energéticos<sup>10</sup>).

Contudo, os programas de DSM conduzidos pelas concessionárias trazem diversas vantagens, como as descritas a seguir:

- os beneficiários das economias podem ser os próprios consumidores de cada região com o aproveitamento direto do custo evitado dos investimentos;
- os gastos do programa numa determinada área podem ser distribuídos pelos kWh consumidos nesta mesma área;
- existem maiores facilidades de comunicação com os participantes pela rede de contatos entre concessionária e consumidores e pelo acesso rápido ao seu consumo específico;
- os programas podem ser mais realistas e consistentes, o que, em geral, garante impactos ótimos inclusive no fator de carga, pelo conhecimento detalhado que a concessionária possui das características do consumo energético em sua área de atuação.

Programas conjuntos de concessionárias, poder público e empresas de serviços energéticos podem representar uma alternativa de grande sinergia.

Entretanto, em um ambiente regulatório tradicional, com o regime de tarifação pelo custo do serviço, os acionistas obtêm mais dividendos se as concessionárias investem em grandes obras de capital intensivo, fazendo que os executivos dessas empresas tenham pouco interesse por conjunto alternativo de recursos de suprimento e de demanda e não considerem adequadamente as incertezas e os impactos ambientais.

Havendo competição nas tarifas, as concessionárias tendem a evitar os programas de DSM pois aumentam seus custos, diminuem os

<sup>10</sup> As Empresas de Serviços Energéticos (ESE's) atuam diretamente em programas de conservação, dando assessoria tecnológica, facilitando obtenção de financiamentos e, em muitos casos, assumindo os investimentos e sendo remuneradas, total ou parcialmente, pela redução de consumo conseguida.

"kWh" vendidos e, se os custos são repassados para as tarifas, há perda de competitividade.

Uma ação regulatória diferenciada foi necessária, nos EUA, para possibilitar condições propícias à participação necessária das concessionárias na consideração das atividades de DSM como recursos energéticos e na valorização da oferta de energia elétrica a partir de fontes alternativas.

### 3.2.2. Papel das "Public Utilities Commissions - PUC's" nos EUA

Provavelmente a característica mais marcante do papel das PUC's em ambiente de Planejamento Integrado de Recursos é privilegiar uma atitude prospectiva ao invés de uma retrospectiva. A avaliação crítica dos erros cometidos no passado tem de ser acompanhada e superada por acordos sobre as ações futuras. O relacionamento entre os atores (PUC's, concessionárias e os outros participantes) deve ser basicamente cooperativo, com as decisões sendo tomadas após entendimentos, preferencialmente a imposições anteriores ou a acertos conflituosos a posteriori.

As comissões reguladoras não devem de ficar atoladas em detalhes de fiscalização e controle, mas pensar mais estrategicamente. Tanto devem ser considerados o planejamento de longo prazo, com suas incertezas e riscos, quanto os planos de curto prazo (até dois anos) e a sua consistência e adequação a objetivos de longo alcance.

Os reguladores foram solicitados a fomentar programas piloto de gerenciamento do lado da demanda que contribuíssem para o convencimento das concessionárias sobre suas vantagens e para sua familiarização com as questões técnicas e gerenciais ligadas a esses programas.

HIRST (1988) discute em profundidade uma série de outras responsabilidades potenciais das PUC's, como:

- apoio no desenvolvimento, revisão e aprovação do plano de ação das concessionárias com os elementos do PIR;
- definição dos testes econômicos apropriados para serem utilizados na avaliação das atividades de DSM;
- criação de incentivos para recompensar as concessionárias pelos esforços na promoção do uso final eficiente de energia;
- inclusão das atividades de "marketing" de desenvolvimento econômico e da competição no PIR;
- tratamento adequado das incertezas relacionadas aos recursos e ao ambiente externo;
- proteger as concessionárias contra decisões irresponsáveis de construção de plantas economicamente inviáveis<sup>11</sup>;
- exigências relacionadas aos impactos sociais e ambientais provocados pelos diferentes recursos energéticos;
- desenvolvimento de capacitação humana e autonomia financeira suficientes para avaliar, competentemente, os planos das concessionárias.

### 3.2.3. Incentivos Regulatórios aos Programas de DSM

Como discutido anteriormente, o sistema de regulação tradicional não encoraja os programas de gerenciamento do lado da demanda.

Para evitar prejuízos aos acionistas das concessionárias, pela implementação do PIR, a Associação Nacional dos Comissários Reguladores das Concessionárias (NARUC) dos EUA, em 1989 emitiu uma resolução recomendando que as comissões reguladoras (PUC's) adotem mecanismos que tornem os investimentos em conservação de

<sup>11</sup> Desde o início da década de 80 as PUC's, sob pressão dos políticos e dos consumidores, não permitem que todos os custos (particularmente os mega investimentos realizados sem as devidas análises) sejam repassados aos consumidores pelo aumento das tarifas.

energia atraentes financeiramente para as concessionárias, em comparação com a aquisição de novos recursos de suprimentos.

Esses mecanismos foram iniciados, no início dos anos 80, de forma simples com benefícios fiscais e evoluíram para formas mais elaboradas, com algumas comissões reguladoras realizando testes e avaliações para que as economias de energia e reduções de carga fossem medidas cuidadosamente e os incentivos não provocassem distorções no mercado.

Uma das idéias centrais é desacoplar os lucros das vendas ou, em outras palavras, fazer com que as receitas não dependam somente das quantidades de energia vendidas. Existem várias maneiras de obter este desacoplamento<sup>12</sup>. Uma delas, bem descrita por MARNAY; COMMES (1992), é a representada pelo "The Electric Revenue Adjustment Mechanism - ERAM", utilizado na Califórnia desde 1982. Este mecanismo permite a determinação contábil de uma receita básica autorizada, como parâmetro de ajuste das discrepâncias entre as vendas reais e as projetadas. No ano seguinte, a concessionária recolhe dos consumidores (ou devolve) as diferenças obtidas, através de alteração no preço da eletricidade.

Outras medidas discutidas para recompensar as concessionárias pelos programas de eficiência de uso final incluem prêmios, ajustes na taxa de retorno e a divisão dos benefícios.

Os mecanismos de prêmios e de ajustes na taxa de retorno são mais discutíveis por não poderem ser quantificados em associação direta com os tipos e tamanhos das atividades de DSM e seus benefícios.

A abordagem de divisão de benefícios parece mais adequada. O ponto central, conforme ETO et al. (1992), repousa no fato dos benefícios das medidas de eficiência energética de uso final serem

<sup>12</sup> Várias dessas possibilidades são discutidas em detalhes em NADEL et al. (1992).

distribuídos, explicitamente, entre os consumidores participantes no programa da concessionária, os consumidores não participantes e as concessionárias.

Para os consumidores participantes, as contas de eletricidade são reduzidas diretamente. Para os consumidores não participantes, os custos do suprimento de eletricidade são reduzidos em relação ao que seriam sem nenhuma ação de DSM da concessionária. Para as concessionárias, uma parte das economias líquidas de todos os consumidores é retida como ganho.

De acordo com REID (1992), 30 Estados Americanos utilizavam, em 1991, algum tipo de mecanismo regulatório incentivador de programas DSM realizados por concessionárias.

#### 3.2.4. Avaliação dos Programas de DSM

##### 3.2.4.1. Os Testes de Custo/Benefício

As formas de avaliação dos resultados dos programas de gerenciamento do lado da demanda foram palco de intensos debates dentro do setor elétrico americano. Inclusive sua implantação depende de que seja comprovada sua efetividade tecnológica e econômica.

Do ponto de vista tecnológico, uma determinada aplicação pode ser medida e comparada em laboratórios, através de protótipos ou através da demonstração em escala piloto.

A demonstração da efetividade econômica é mais complexa, envolve pontos de vista diferentes dos vários atores e, em muitos casos, sua quantificação é bastante controversa.

Na maioria dos casos o dispositivo físico que produz as economias energéticas pertence ao usuário, e não à concessionária, enquanto que os custos e benefícios são distribuídos diferentemente.

Os chamados recursos do lado da demanda possuem características operacionais próprias, impactam o sistema elétrico de forma peculiar e apresentam determinada disponibilidade bem diferenciada dos recursos de suprimento de energia.

Conforme DUTT (1993), para uma avaliação da efetividade econômica de um programa de DSM devem ser levados em conta o volume dos investimentos realizados, a vida útil do investimento, a taxa de desconto utilizada, a magnitude da energia economizada e o custo unitário da energia economizada.

Em fins da década de 80 estava claro que seria necessário um conjunto especial de testes de custo/benefícios para avaliar os recursos do lado da demanda. KRAUSE; ETO (1988) apresentaram um trabalho de sistematização dos testes do ponto de vista de vários agentes e HIRST (1992a) e EPRI (1991b) também trabalharam sobre isso.

O princípio básico desses testes reconhece a efetividade em custo se o Valor Presente Líquido (VPL)<sup>13</sup> do programa for positivo ou, em outras palavras, a relação benefício sobre custo for maior que 1.

Para calcular os custos e benefícios foram considerados quatro perspectivas econômicas: a do consumidor participante do programa, a do consumidor não participante, a da concessionária e a do custo total do recurso/sociedade (a perspectiva da sociedade corresponde à do custo total do recurso mais externalidades, tais como custos sociais e ambientais). A tabela 3.1. mostra um resumo dos custos e benefícios das quatro perspectivas consideradas.

<sup>13</sup> Considera-se aqui que o Valor Presente Líquido é a diferença entre o valor presente de todas as receitas (benefícios) e de todas as despesas (custos).

Tabela 3.1. Sumário das Perspectivas Económicas de Custo/Benefício

Perspectiva Económica	Componentes de Benefício			Componentes de Custo		
	Custos Evitados da Concessionária	Economias na Conta do Consumidor	Incentivos Pagos pela Concessionária	Administração do Programa da Concessionária <sup>1</sup>	Custos Diretos ao Consumidor	Economias na Conta do Consumidor
Participante		X	X		X	
Não Participante	X			X		X
Concessionária	X			X		
Total do Recurso <sup>2</sup>	X			X	X	

1. Inclui pagamento de incentivos

2. Elementos do total do recurso estão contidos na Perspectiva da Sociedade, a qual também inclui impactos económicos indirectos e outros não quantificáveis ou difíceis de quantificar e impactos não económicos.

Fonte: KRAUSE; ETO (1988)

#### a) Teste na perspectiva do Participante

Este teste define-se pela diferença entre os benefícios recebidos (redução na conta de eletricidade mais outros possíveis incentivos da concessionária ou do governo) e os custos incorridos pelo participante (aquisição, instalação e operação dos dispositivos).

A aplicação deste teste apresenta algumas dificuldades tais como: medir exatamente a economia devida a ação de conservação, determinar o preço da eletricidade relevante para os cálculos (podem ser variáveis no tempo ou podem ser diferenciados); definir o valor da taxa de desconto a ser utilizado para os cálculos do valor presente.

Outra dificuldade é que não existe uma participante médio e os programas produzem resultados diferentes em diferentes participantes. Note-se também que benefícios extras, como o aumento da confiabilidade do fornecimento ou a melhoria da qualidade do serviço energético, não podem ser bem quantificados e não são considerados nos cálculos.

#### b) Teste na Perspectiva do Não Participante

O objetivo deste teste é avaliar se os consumidores não participantes se beneficiam ou perdem com os programas DSM levados pelas concessionárias.

O teste assume que as despesas das concessionárias com os programas, sua perda de receita e outros incentivos aos participantes serão repassados às tarifas e, portanto, serão custos para os não participantes. Como benefícios devem ser considerados todos os custos evitados (produção, transmissão e distribuição) tanto de energia como de demanda.

Este teste é também conhecido como "RIM - Ratepayer Impact Measure" ou "Rate Impact Measure" pois, como considera HIRST

(1922a) o teste revela os efeitos dos custos dos programas de DSM e dos custos evitados nos preços da eletricidade.

As dificuldades de cálculo para este teste, estão relacionadas com as variações de preço da eletricidade (tipo de combustível, tempo de uso, etc.) e com o cálculo da perda de receita das concessionárias que estima a diminuição de vendas associada com a estrutura tarifária aplicada aos participante do programa.

#### c) Teste na Perspectiva da Concessionária

Este teste pode ter uma perspectiva de abordagem semelhante a do não participante ou uma perspectiva do acionista e seus dividendos. O cálculo, do ponto de vista do acionista, é complexo e não tem sido utilizado pois, em geral, reflete as preferências dos gerentes das concessionárias na direção do aumento do suprimento. Como os reguladores, em princípio, autorizam a compensação das perdas de receitas nas tarifas, estas perdas não são consideradas como custo. Portanto o teste mede a diferença entre todos os custos da concessionária para implementar o programa e os seus custos evitados.

Apesar das dificuldades de cálculo dos custos evitados, utilizando o teste nesta perspectiva, boa parte dos programas de DSM são efetivos em custo.

#### d) Teste na Perspectiva do Custo Total do Recurso/Sociedade

O objetivo deste tipo de teste é verificar se um determinado programa é efetivo em custo para toda a sociedade baseado nos benefícios e custos totais dos programas.

Na perspectiva da sociedade devem ser incorporadas todas as externalidades o que traz grande complexidade na quantificação econômica e no própria definição conceitual, pois alguns efeitos das usinas podem afetar o aquecimento global ou as condições climáticas de regiões distantes da área do empreendimento.

Por isto, usualmente é somente realizado o teste na perspectiva do custo total do recurso que, basicamente, é a soma das perspectivas do participante e do não participante: a redução nas contas de energia dos participantes compensa a perda de receita da concessionárias. Como custos, somam-se os custos da concessionária e dos participantes e como benefícios, os custos evitados. Em outras palavras, o teste indica que o programa é efetivo se o custo do serviço energético por ele provido é menor do que o custo para a concessionária provê-lo com os recursos de suprimento existentes.

#### 3..2.4.2. A Escolha do Teste Adequado

Para a realização dos testes foram desenvolvidos mecanismos, realizados diagnósticos, criados modelos computacionais e revistos vários programas já aplicados. A extensão das economias realizadas foram questionadas, mas, hoje, os procedimentos de cálculo estão mais consensuais.

Entretanto, o grande debate nos EUA, sobre qual perspectiva deve ser utilizada na avaliação dos programas DSM, esteve centrado no teste de custo total do recurso e no teste do não participante (RIM).

Os defensores do teste na perspectiva do não participante apresentam três argumentos principais:

- é uma perspectiva distributiva pois protege todos os consumidores contra aumento das tarifas e impede que seja criado um tratamento regulatório diferente para impactos equivalentes dos instrumentos do lado da demanda e do lado do suprimento;
- ele previne que haja impactos negativos nos negócios das concessionárias que as tornem menos competitivas;
- evita o duplo pagamento, isto é, impede que o consumidor participante receba um incentivo financeiro além das economias em

sua conta e use ambos para comprar recursos do lado da demanda com custos superiores ao custo evitado, configurando-se um sobre-estimulo para os investimentos do lado da demanda que ignora os custos transacionais e/ou ocultos refletidos nos preços da eletricidade, conforme defendido por JOSKOW (1988) e RUFF (1987) apud KRAUSE; ETO (1988).

Em favor do teste do custo social do recurso são apresentados argumentos bastante fortes:

- O teste na perspectiva do não participante, por seu caráter distributivo, não caminha na direção da eficiência econômica ou em outras palavras não persegue uma alocação do capital maximizadora do bem estar social. As perdas de receita das concessionárias existem em função de investimentos irrecuperáveis e não em função dos custos marginais.
- Os consumidores pagam pela expansão da oferta de energia elétrica mesmo que essa seja provocada por algum subgrupo específico de consumidores. O tratamento assimétrico entre os investimentos do lado da demanda e do lado do suprimento pode provocar injustiças no acesso aos serviços elétricos e pode exacerbar diferenças entre os grupos de alta renda e os de baixa renda.
- Muitas concessionárias com sobra de geração desejam aumentar o consumo criando tarifas especiais de forma a cobrir seus custos marginais de curto prazo. Entretanto estes programas de curto prazo não são compatíveis com as necessidades de longo prazo (exigindo adiantamento de novos investimentos em geração que, em valor presente, podem ser maiores que as economias de curto prazo) e, por outro lado, também existem programas DSM que podem ter custos menores do que o custo marginal de curto prazo da capacidade instalada.
- Os programas DSM bem planejados consideram os custos indiretos e também trazem benefícios indiretos (um sobre-benefício) como conforto maior, redução de ruído e melhor qualidade em processos.

Outro ponto a ser considerado é que a substituição usual do teste na perspectiva da sociedade, pela perspectiva do custo total dos recursos, tende a superestimar o custo líquido dos recursos do lado da

demanda porque não considera as economias de impacto indireto como a diminuição dos riscos ambientais e sociais.

Embora estes custos sejam difíceis de quantificar, é possível o estabelecimento de uma estimativa de custos de algumas externalidades numa base percentual do preço da eletricidade ou uma pontuação aos benefícios devidos às externalidades evitadas pelos recursos do lado da demanda.

#### 3.2.5. Análise de Incertezas

As incertezas acompanham, em maior ou menor grau, todos os planos e projetos. Para uma boa avaliação de um programa o estabelecimento explícito do risco é um importante componente.

Para o PIR, o tratamento das incertezas é um aspecto crucial, tanto para a definição das alternativas sobre os novos recursos, como para a participação do público, avaliação dos reguladores e tomada de decisões.

As fontes de incertezas são muitas e, conforme HIRST (1992a), podem ser agrupadas, para efeito de análise, em duas classes de fatores. Os fatores externos são os que fogem ao controle das concessionárias como: inflação, taxa de juros, desenvolvimento econômico, preço das fontes energéticas primárias, alterações rápidas da demanda projetadas, restrições regulatórias e políticas e novos desenvolvimentos tecnológicos. Os fatores internos são os que, ao menos parcialmente, estão sob a influência das concessionárias como: cronograma de construção de novas obras, custos de manutenção e operação, disponibilidade de planos de curto prazo compatíveis com a estratégia da empresa, programas de conservação de energia, flexibilidade e diversidade das alternativas escolhidas.

O tratamento das incertezas de um projeto de expansão da oferta é uma tarefa complexa e que tem apresentado erros consideráveis. Basta um aumento inesperado dos combustíveis ou uma recessão prolongada para que grandes usinas geradoras em construção revelem-se verdadeiros desastres financeiros.

É importante que sejam levadas em conta as condições peculiares da geração, como o custo do combustível ou as condições hidrológicas, as previsões de demanda futura levando em conta os usos finais, a avaliação completa dos impactos e custos sócio-ambientais, o prazo e condições construtivas do empreendimento, o comportamento da economia e o ambiente regulatório.

Programas do lado da demanda também apresentam incertezas e exigem a determinação dos riscos. É preciso, entre outras coisas, conhecer o interesse do consumidor, ter informações atualizadas sobre o estado da arte das tecnologias eficientes, realizar com acuidade os testes de custo/benefício, definir o tipo e o tamanho dos programas, avaliar as condições de acompanhamento e medição dos resultados.

Um conjunto de opções de recursos do lado da oferta e do lado da demanda exigem a aplicação de técnicas mistas mas podem representar maior flexibilidade de decisões e redução dos riscos associados.

A maior parte dos fatores, que trazem riscos para as alternativas de projetos de oferta e de gerenciamento da demanda em um ambiente de PIR, estão sendo crescentemente tratados como variáveis e com ferramentas analíticas que possam comparar as várias opções.

HIRST (1992a) descreve casos concretos de várias concessionárias americanas que utilizaram técnicas de cenários, de sensibilidade, probabilísticas e do pior caso. BAUER; ETO (1992) destacam as vantagens das técnicas de cenários em lidar com as incertezas, a flexibilidade dos recursos de DSM para mudar de rumo se as circunstâncias mudarem no futuro e a capacidade de alguns agressivos programas de DSM de reduzirem as incertezas de forma mais barata do

que políticas mais conservadoras que advogam a aquisição de suprimentos para casos contingenciais.

Entretanto, algumas incertezas relacionadas a comportamentos futuros externos à concessionária (como preço de combustíveis, restrições econômicas) exigem decisões que não podem ser ditadas por programas computacionais.

O tratamento das incertezas pode levar ao adiamento de decisões, na expectativa de novas regras regulatórias ou da obtenção de informações técnico-econômicas mais confiáveis.

Os riscos também podem ser reduzidos por seu compartilhamento com outros agentes, como contratos de longo prazo com preços fixos para o fornecimento de combustíveis ou como contratos com empresas de serviços energéticos com divisão das economias obtidas com os programas de DSM.

### 3.2.6. Incorporação dos Custos Ambientais

Como visto no item 2.5., a energia é um dos principais agentes causadores de impactos ambientais e sócio-econômicos. A forma mais simples de tratar a questão é avaliar qualitativamente esses efeitos sócio-ambientais e estabelecer metas para reduzi-los. Entretanto, como isto pode levar a distorções no processo de seleção dos recursos e não ser satisfatório para a comunidade, a incorporação das externalidades tem sido um objetivo permanente dentro do PIR: sem essa incorporação, os custos reais dos recursos energéticos para a sociedade estão subestimados.

A maior parte desses efeitos da produção de eletricidade e outros causados pela transmissão e distribuição de energia elétrica, ainda são externalidades que não se refletem nas tarifas pagas pela maior parte dos consumidores de todo o mundo. Apenas a mitigação de alguns

desses impactos sócio-ambientais, por imposição de regulamentos federais ou estaduais, é paga pelo produtor de energia e repassada aos preços, deixando de se constituir em externalidades.

Apesar de algumas leis federais e estaduais limitarem as emissões de poluentes das plantas geradoras e das linhas de transmissão, algumas comissões reguladoras dos EUA, parcialmente atendendo à crescente consciência ecológica, estão contabilizando os impactos sócio-ambientais para efeito do Planejamento Integrado de Recursos.

OTTINGER (1991) afirma que quase a metade das PUC's americanas estabeleceram procedimentos para considerar as externalidades ambientais no planejamento e aquisição de recursos, que visam influenciar a escolha dos recursos e não encarecer os recursos escolhidos, embora os recursos ambientalmente mais benignos possam aumentar os preços da eletricidade. Algumas comissões regulatórias adicionaram um valor fixo ou uma porcentagem ao cálculo do custo evitado das concessionárias, dentro das regras do PURPA, como forma de contabilizar os impactos sociais e ambientais<sup>14</sup>

Muitas divergências existem sobre as formas de incorporação dos custos sócio-ambientais, podendo ser identificadas pelo menos três possíveis abordagens, na experiência norte-americana.

A primeira procura tratar as externalidades quantitativamente. Devem ser considerados se os recursos são renováveis ou não, avaliados os impactos nas terras, nas águas e no seu uso, medidos as contribuições para as emissões atmosféricas, para os efluentes líquidos e para os resíduos sólidos, dimensionados os efeitos sócio-econômicos na vida das populações incluindo a questão do emprego regional e os impactos comunitários. Com esses dados são analisados as vantagens e desvantagens das alternativas de oferta e de demanda, levando em conta os custos necessários para mitigar os efeitos sócio-ambientais.

<sup>14</sup> Algumas medidas deste tipo foram bloqueadas pelo "Federal Energy Regulatory Commission FERC".

A segunda abordagem aplica, na avaliação econômica das opções, uma porcentagem que pode aumentar os custos de alguns recursos de suprimento como diminuir os custos dos recursos de DSM. É uma abordagem que pode ser questionada juridicamente e que depende bastante da credibilidade do sistema regulatório.

A terceira abordagem procura quantificar o custo de cada externalidade, e tem sido usada em processos de concorrência para a definição dos tipos de recursos.

Os métodos para calcular os custos das externalidades também são bastante discutíveis. Um deles calcula os custos impostos à sociedade pelos danos ambientais provocados pela oferta de eletricidade fazendo inicialmente um mapeamento completo dos impactos ambientais, suas conseqüências ao longo do ciclo de vida do empreendimento e estimando de um valor monetário para os danos. As dificuldades de avaliação têm sido muito grandes e as controvérsias permanecem para várias questões, como a valoração das espécies ameaçadas, dos danos culturais às populações, das áreas de lazer destruídas etc.

Outro método procura calcular os custos do controle dos poluentes tentando indicar o custo que a sociedade aceita pagar para controlar a poluição. Neste caso as limitações também são significativas: sua desvantagem é que esse custo de controle dos poluentes pode ter pouco a ver com os danos reais impostos à sociedade pela plantas geradoras de energia

Uma espécie de pontuação para cada tipo e tamanho de impacto ambiental, estabelecida pela comissão reguladora ou pela própria concessionária, representa um método híbrido na consideração dos efeitos sobre o meio ambiente ao estabelecer uma espécie de pontuação classificatória. O projeto que apresentar maior número de pontos, ou seja, o projeto considerado como causador da maior degradação ambiental, receberá um adicional de custo (por exemplo 20%) e os

demaís, em escala decrescente de pontos, receberão sobre-custos. Este enfoque é de aplicação simples, mas pode dar margem a avaliações subjetivas questionáveis pelos os atores intervenientes em um processo licitatório. Porém, a utilização freqüente deste tipo de método pode gerar grande acúmulo de informações, dotando-o de maior aceitação.

Dentro do Planejamento Integrado de Recursos a forma de incorporação dos custos sócio-ambientais é assunto vital e que tem sido extensamente debatido. Algumas perguntas ainda não têm resposta satisfatória: essa incorporação de custos deve estar baseada no que as pessoas aceitam pagar para evitar os impactos sócio-ambientais, ou no pagamento que as pessoas concordam em receber para aceitar esses danos, ou em ambos? Como estimar os efeitos e custos econômicos dos impactos de valoração monetária impossível, como por exemplo as populações que são afastadas de suas raízes pelos alagamentos provocados por barragens? Qual taxa de desconto deve ser usada para comparar os benefícios e custos econômicos futuros com os custos e benefícios atuais da incorporação das externalidades<sup>15</sup>?

### 3.2.7. Concorrências para Aquisição de Recursos

Com o PURPA, os cogeneradores e pequenos produtores qualificados (QF's) vendiam energia elétrica às concessionárias ao preço do seu custo evitado, cuja determinação era uma responsabilidade das PUC's. Em vários Estados, alguns contratos de longo prazo foram realizados com uma previsão de custo evitado que se revelou muito alta, pois o custo marginal da expansão caiu com a queda do preço do petróleo e com o crescimento do mercado e da eficiência das turbinas a gás.

<sup>15</sup> Alguns trabalhos citados por OTTINGER (1991) defendem uma taxa de retorno igual a zero, particularmente para os riscos à saúde e à vida humana, pois a vida no futuro é tão valiosa como a vida presente.

As concessionárias protestaram contra a obrigatoriedade da compra de energia dos produtores privados qualificados, pois o tipo de contrato introduzido pelo PURPA trazia problemas de custos e aumentava as incertezas sobre os novos recursos que poderiam ser implementados pela própria concessionária.

A partir de meados da década de 80, algumas PUC's passaram a estimular as concessionárias a realizar concorrências para a aquisição de recursos de geração e de DSM. As primeiras experiências mostraram uma oferta de capacidade geradora bem acima da necessidade das concessionárias, embora a maior parte dos participantes não atendessem as especificações do edital (ver tabela 3.2.).

O processo de concorrência apresentava vantagens aos diversos setores: (1) aos produtores independentes, pela garantia de contratos de longo prazo que facilitavam a obtenção de financiamento; (2) às concessionárias, pela transferência a terceiros de riscos relativos à construção de empreendimentos, aos impactos ambientais, etc.; (3) às PUC's, pois propiciava uma importante referência para determinar o valor dos custos evitados.

Entretanto, as concessionárias se defrontaram com problemas para os quais não estavam completamente preparadas: como ponderar os vários fatores ligados a um produto de multi-atributos (energia, capacidade, disponibilidade, fonte primária, localização no grid, duração do projeto) e outros aspectos relativos a preços, viabilidade técnica, incorporação das externalidades sócio-ambientais? E como tratar, nas concorrências, as opções de recursos de DSM?

Uma primeira abordagem tentada para enfrentar essas questões foi definir critérios, estabelecer um sistema de pontos para cada fator e permitir aos concorrentes que auto pontuassem suas propostas.

Este sistema é transparente, facilita as auditorias, diminui controvérsias e permite a avaliação das comissões reguladoras durante o processo de aquisição. Por outro lado, algumas concessionárias

consideravam que sua flexibilidade foi reduzida, impedindo a escolha de um "mix" de projetos mais favorável, pois o sistema de pontuação prévia não leva em conta a interação entre projetos.

Um outro procedimento utilizado pelas concessionárias foi estabelecer, em editais, apenas aspectos qualitativos e um guia geral sobre empreendimentos preferenciais. Os concorrentes apresentam propostas com suficientes detalhes para que as concessionárias, após seu recebimento, estabeleçam uma pontuação que lhes permitam a escolha de um conjunto otimizado de propostas. Todavia, este processo não é transparente, pode gerar controvérsias e pressupõe que as comissões reguladoras confiem no julgamento das concessionárias.

Algumas concessionárias utilizaram um sistema misto: numa primeira fase há um sistema de auto-pontuação e na segunda fase há negociações para garantir a flexibilidade de escolha das concessionárias.

Além dessas alternativas sobre critérios de concorrências outras dúvidas motivaram grandes debates. Uma delas se refere a quem pode participar das concorrências: as QF's, os produtores independentes não qualificados, os autoprodutores, as empresas de serviços energéticos, as subsidiárias da própria concessionária, outras concessionárias. Outra dúvida é representada pela forma de integração na concorrência dos recursos de suprimento com os recursos de demanda. Também são motivos de dúvidas os tipos de programas de DSM que podem participar, a definição de seu preço, e sua destinação a algum setor específico de consumo ou a algum uso final determinado.

A tabela 3.2, apresentada por HIRST et al. (1991), mostra um resumo de algumas concorrências realizadas entre 88 e 92, as quantidades de MW colocadas no processo, as quantidades propostas e as quantidades adquiridas, incluindo projetos de DSM. Também na tabela, são mostradas duas concorrências somente para oferta de

energia e os resultados de seus programas de DSM contratados com empresas de serviços energéticos.

Tabela 3.2. Recursos de Suprimento e de DSM em Programas de Concorrência em Concessionárias

Concessionária	Quantidade de Recursos Requisitada	Projetos de Suprimento		Projetos DSM	
		Proposto	Ganhadores	Proposto	Ganhadores
Central Maine Power	100	666	-	36	17
Central Maine Power	150-300	2338	-	30	-
Orange & Rockland	100-150	1395	141	29	18
Public Service Electric & Gas	200	654	210	47	47
Jersey Central	270	712	235	56	26
Puget Power	100	1251	127	28	10
Separate Auctions					
New England Electric	200	4279	204	NA	14*
Boston Edison	200	2800	200	NA	35*

\* Economias de programas DSM contratados de ESE's  
 Fonte: HIRST et al. (1991)

Destaque-se que nas propostas concorrenciais de recursos de DSM, a porcentagem de vencedores sobre o total apresentado foi maior que a porcentagem de vencedores de projetos de fornecimento sobre o total apresentado. Mas a quantidade de economias devidas aos programas de DSM são pequenas em relação ao total de recursos

necessários, refletindo as limitações e os riscos associados às atividades das Empresas de Serviços Energéticos.

Muitas concessionárias consideram que para os recursos de DSM, a definição dos programas por elas próprias, com eventual contratação de empresas de serviços, é um caminho mais produtivo do que a concorrencial.

Entretanto, o processo de concorrência pode contribuir para que o mercado determine o preço dos novos recursos, o mix de recursos do lado da oferta com os recursos do lado da demanda e o mix dos recursos concorrenciais de DSM com os programas patrocinados pelas concessionárias. Pode também contribuir para avaliar quais tipos de medidas de eficiência de uso final apresentam menores custos e pode fortalecer as Empresas de Serviços Energéticos.

### 3.2.8. O Processo do PIR e a Participação Pública.

Como visto no capítulo 2, um típico processo de Planejamento Integrado de Recursos apresenta várias etapas importantes que vão desde a definição inicial de metas estratégicas, até a aquisição dos recursos e seu monitoramento passando por: (1) previsão de demanda (orientada pela análise de uso final e pela construção de cenários); (2) avaliação integrada de recursos de oferta e de demanda e consideração da transmissão e da distribuição, da implicação tarifária, da incorporação das externalidades sócio-ambientais, e da análise de riscos; (3) definição do melhor um conjunto alternativo de recursos; (4) aprovação do Plano de Aquisição de Recursos.

A participação de público externo às concessionárias, em várias etapas, tem sido considerada como vital para que os interesses da comunidade não sejam esquecidos, para que opiniões diferenciadas sejam avaliadas e para que os interesses dos vários setores sejam

reconhecidos e comparados, visando uma solução ótima. Anteriormente, esta participação no processo de planejamento era buscada informalmente por encontros técnicos, grupos de trabalhos, contribuições pessoais de consultores ou por procedimentos formais dentro do sistema regulador, como audiências públicas que geravam controvérsias e longas disputas.

Tentando soluções mais cooperativas e, inicialmente, associados aos programas de DSM, foram criados processos colaborativos (Demand-side Management Collaboratives) com intuito de buscar consenso entre atores com diferentes interesses.

RAAB; SCHWEIZER (1992) analisam várias experiências com esses grupos colaborativos que envolvem, em sua maioria, cinco tipos de participantes externos às concessionárias: representantes de grupos ambientais e conservacionistas, representantes dos consumidores residenciais de baixa renda, representantes dos grandes consumidores, representantes das PUC's e representantes do poder público.

No geral, as experiências foram bem sucedidas. Os grupos colaborativos foram objetivos, bem práticos e obtiveram consenso em questões técnicas. Nas questões de políticas de DSM não houve consenso, mas ficaram claras as divergências para os planejadores e os reguladores, o que levou a consensos posteriores. A maioria dos planos de DSM aprovados pelos grupos colaborativos foram aprovados pelas comissões regulatórias e implementados com bons resultados.

Neste mesmo trabalho os autores sugerem que os processos colaborativos, além das questões diretamente ligadas aos programas de DSM, podem ser apropriados e benéficos para as seguintes fases relacionadas ao Planejamento Integrado de Recursos:

- Políticas e regulamentos gerais como por exemplo, as regras para concorrência, as metodologias para incorporação de externalidades, a política de preços e os incentivos financeiros.

- Determinação das necessidades de novos recursos após avaliação das projeções de demanda e das possíveis melhorias nos recursos de oferta já existentes.
- Estabelecimento de critérios e de ferramentas para aprovação na seleção de recursos, incluindo o tratamento das incertezas.
- Estabelecimento dos contornos para os projetos de novos suprimentos de energia.
- Seleção do melhor conjunto alternativo de recursos identificados pelo processo de planejamento e/ou por meio de concorrências.

A importância da participação do público e algumas experiências de concessionárias são comentadas por HIRST, (1994) que também destaca a importância do registro dos comentários de todos os participantes do processo e da elaboração de relatórios com justificativas das decisões tomadas e as sugestões não aceitas.

Pelas experiências realizadas parece claro que a participação do público externo às concessionárias é um fato desejável e benéfico e que este é um processo que deve se dar em vários momentos e ser conduzido de forma objetiva e transparente.

### 3.3. O Debate em Meados da Década de 90

#### 3.3. 1. Situação Atual

Desde a década de 80, a indústria de energia elétrica nos EUA tem passado por várias mudanças que incluem: a geração elétrica a partir de diferentes combustíveis e tecnologias; a melhor compreensão dos impactos sócio-ambientais e das novas técnicas para reduzi-los; as novas metodologias de regulação do planejamento e das tarifas, o declínio dos preços da eletricidade; os variados tipos de DSM; o surgimento das Empresas de Serviços Energéticos; a emergência e

crescente fortalecimento dos produtores independentes; a abertura da rede de transmissão. Não mais lugar para o monopólio da geração e cresce o movimento pela desregulamentação e pelo aumento da competição.

Características marcantes deste processo são os aspectos gradualista e não homogêneo nos vários Estados, em que se preservam as empresas existentes e a concorrência é introduzida paulatinamente. Como resultado, não existem choques tarifários e nem deterioração da qualidade dos serviços. A chamada desverticalização é uma tendência, pelo menos contábil, com a abertura de espaços para os produtores independentes, embora as condições técnico-econômicas do livre acesso à rede de transmissão ainda não estejam bem resolvidas.

Para muitos, a reestruturação está trazendo uma mudança de foco do "valor do recurso para a concessionária" para o "valor do consumidor". A idéia chave, para estes, passa a ser a transformação do mercado.

Embora no início da década, cerca de ¼ dos Estados americanos utilizassem alguma forma de Planejamento Integrado de Recursos, o quadro atual parece fechar os espaços para o PIR fortemente centralizado e fragilizar iniciativas de DSM, pois qualquer investimento que aumente preços pode representar menor número de consumidores e menor receita.

Reduzir impactos ambientais e aumentar a racionalização energética são princípios que permanecem válidos porém os programas de DSM são afetados em quantidade, na sua avaliação de custos e no seu agente executor. GELLINGS (1996) ressalta que muitos executivos de concessionárias desenvolveram certa predisposição contra os programas de DSM por envolverem custosos incentivos diretos para reduzir preciosas vendas e por serem substitutos de programas sociais. Por outro lado, os consumidores, em geral, apreciam o contato com os

representantes das concessionárias e estão satisfeitos com os resultados obtidos em termos de conforto e proteção ao meio ambiente.

É interessante destacar que LOVINS (1996) acredita em outras grandes transformações descentralizadoras que irão aprofundar a reestruturação do sistema elétrico no futuro e tornar obsoletas algumas das discussões atuais.

Essas transformações, que poderão propiciar o crescimento vigoroso da venda de serviços energéticos ao invés de energia, estão associadas a:

- Alguns benefícios dos recursos descentralizados são omitidos nas avaliações tradicionais e, quando considerados adequadamente pelo seu efeito descongestionante da transmissão, tornarão efetivas em custo, certas opções como os fotovoltaicos e a energia cólica;
- As melhorias tecnológicas na armazenagem da energia poderão contribuir bastante para o gerenciamento de carga nos horários de ponta, para a eficiência de uso final e para o uso de fontes renováveis intermitentes.
- Os progressos tecnológicos na geração local de energia, como células de combustível, poderão colocar a questão a predominância de usinas geradoras de grande e médio porte.

Como observado por CAVANAGH et al. (1996), nos últimos anos os EUA vivem uma grande reestruturação do setor elétrico passando de uma indústria privada fortemente regulada, verticalmente integrada com monopólio no varejo e tarifas baseadas no custo dos serviços, para uma outra situação menos regulada e mais competitiva, cujo ponto de chegada ainda é, relativamente, desconhecido.

### 3.3.2. O Conjunto Alternativo de Recursos

A questão que se coloca é se as concessionárias distribuidoras, no sistema elétrico reestruturado, continuarão a selecionar o melhor

conjunto alternativo de recursos do lado da oferta e do lado da demanda, para suas áreas de concessão, ou se esta função será totalmente abandonada num ambiente competitivo.

Em seu trabalho, CAVANAGH et al. (1996) nomeiam esta função como "gerenciamento do conjunto alternativo de recursos elétricos", que minimiza o custo do ciclo de vida dos serviços energéticos confiáveis a todos os consumidores e que se constitui em uma atividade fundamental do PIR.

Esta função deve envolver, tipicamente, as seguintes atividades:

- remoção de barreiras às economias de energia efetivas em custo;
- promoção eficiente de concorrências para atender as novas necessidades energéticas;
- fomento de investimentos do lado da demanda em locais estratégicos, que adiem novos e custosos investimentos em transmissão e distribuição;
- obtenção de um conjunto balanceado de unidades de base de carga e de flexíveis recursos complementares, com os menores impactos ambientais;
- negociação de contratos de curto e de longo prazo para o suprimento e manutenção de combustíveis para as usinas térmicas de propriedade das próprias concessionárias;
- integração, para vantagem mútua, daqueles que necessitam energia elétrica adicional com aqueles mais adequados a melhoria da eficiência de uso final;

Alguns acreditam que estas ações possam ser resolvidas pelos contratos entre compradores e vendedores individuais, respondendo ao aumento da capacidade de escolha e aos preços da eletricidade definidos pelo mercado.

Outros argumentam que, do mesmo modo que vários agentes com poder de decisão não otimizam a operação confiável de um sistema de transmissão, também esses vários atores não conseguirão produzir um

conjunto ótimo de recursos que possa atender às necessidades de vários serviços energéticos aos menores custos possíveis de todo o ciclo de vida.

Para estes últimos, o "gerenciamento do conjunto alternativo de recursos elétricos" tem características de um monopólio natural que não pode ser rompido sob pena de impor custos significativos aos consumidores e a toda sociedade.

Para os primeiros, a regulação do sistema pode manter as concessionárias distribuidoras como investidores em eficiência energética através de um sistema de taxas que reflitam o interesse público na procura dos menores custos econômicos e ambientais.

Independentemente das companhias distribuidoras serem gerenciadoras do conjunto alternativo de recursos ou somente investidores em eficiência energética de uso final, o sistema regulatório pode criar incentivos financeiros para minimizar o custo do ciclo de vida, de modo a que a lucratividade das distribuidoras possa refletir, ao menos em parte, os benefícios obtidos com a melhoria de uso final da energia.

### 3.3.3. Alternativas para DSM

A revista ENERGY POLICY editou, em 1996, um número inteiro dedicado à transição das atividades de gerenciamento do lado da demanda. Vários artigos<sup>16</sup> fazem uma revisão das atividades de DSM, seus resultados nos últimos anos e sua perspectiva para o futuro.

Em 1993, conforme GELLER; NADEL (1996), cerca de 1000 concessionárias mantinham programas de DSM. De 84 a 94 as concessionárias americanas gastaram cerca de 12 bilhões de dólares em

<sup>16</sup> As informações e análises dos artigos desta revista, utilizadas neste trabalho, citam nominalmente os autores.

DSM, resultando em uma redução do pico de demanda em 94 de 55.000 MW (7% do total do verão desse ano nos EUA e equivalente a toda potência de ponta do sistema elétrico brasileiro) e uma redução do consumo de 200.000 GWh de 89 a 94 (50.000 GWh em 94 ou 1,5% do total de vendas de eletricidade em 94).

Os mesmos autores relatam que alguns analistas consideram que muitos programas de DSM tiveram seus custos subestimados, porém estudos recentes bem abrangentes e cuidadosos indicam que os típicos programas de DSM apresentam, em média, custos para as concessionárias de US\$ 0,025 a US\$ 0,035 por kWh economizado e um custo total do recurso (TRC) de US\$ 0,04 a US\$ 0,06 por kWh economizado<sup>17</sup>, o que caracteriza sua efetividade.

Para efeito de análise, os vários tipos de programas de gerenciamento do lado da demanda podem ser classificados da seguinte forma:

- Programas de informação: envolvem desde folhetos educativos e treinamento até auditorias energéticas nas empresas;
- Programas de empréstimos e "leasing": utilizam taxas de juros atrativas e estímulos complementares, como descontos e auditorias;
- Programas de contrato por desempenho: em geral desenvolvidos por empresas de serviços energéticos - ESE's, que recebem da concessionária ou do consumidor por cada kWh ou kW economizado;
- Programas de transformação do mercado: objetivam que todo o mercado não retorne à situação anterior (código de edificações, etiquetagem de refrigeradores, etc.);
- Programas de gerenciamento de carga: em geral têm por objetivo mudar as cargas do período de ponta para o período fora de ponta;
- Programas de descontos: propiciam um abatimento direto na conta de energia pela aquisição de equipamentos mais eficientes;
- Programas de instalação direta e/ou mais abrangentes: encorajam os consumidores a instalarem um conjunto amplo de medidas, obtendo

<sup>17</sup> Para melhor compreensão da perspectiva de cálculo desses custos, ver item 3.2.4.

grande economia de energia, acompanhados de apoio na escolha, instalação, manutenção e monitoramento;

- Programas derivados de concorrências: o objetivo é deixar o mercado definir o preço e o "mix" dos programas;

As avaliações realizadas sobre esses tipos de programas e suas melhores aplicações estão sumarizadas na tabela 3.3.

Apesar de vários estudos, citados por CAVANAGH et al. (1996), identificarem oportunidades de melhoria de uso final com potencial de redução de consumo de 7% a 22% entre 1991 e 2000, CHAMBERLIN; HERMANS (1996) comentam que várias concessionárias diminuíram seus orçamentos destinados a programas de DSM, em 1994 e 1995, para reduzirem seus custos, pressionadas pelo aumento da competição.

Entretanto, neste momento de transição e talvez para o futuro, parece haver espaço para várias oportunidades de uso mais eficiente de energia com características e objetivos adequados ao momento.

Os programas de gerenciamento de carga incorporando novos elementos, como o preço pelo tempo de uso, os programas de informação, cada vez mais elaborados e os de financiamento com baixas taxas de juros, deverão continuar sendo desenvolvidos.

Deverão ser enfatizados os programas de transformação de mercado, os de uso das oportunidades de substituição de equipamentos e/ou processos e todos os programas que atendam o teste na perspectiva do consumidor não participante (RIM teste).

As concessionárias poderão implementar alguns programas como elemento mercadológico, na linha da diferenciação dos serviços, para reter os atuais consumidores e obter novos. Provavelmente serão utilizados programas que aumentem o valor agregado dos serviços proporcionando maior conforto aos usuários em geral, e aumento da produtividade e da qualidade da produção industrial e comercial.

Tab. 3.3. Sumário das Lições Aprendidas e Apropriados Nichos de Mercado para Diferentes Abordagens de Programas DSM

	Taxa de participação Cumulativa (%)		Economias (% do uso pré-programa)	Custo levelizado típico (US\$ por kWh)		Nichos Apropriados/Melhores
	Típica	Melhor		TRC	Concessionária	
Gerenciamento de carga	NA	50% em resid.; 100% no com./ind.	1-20 durante pico	NA	25-85/kW-ano	Redução do pico; Concessionárias relacionadas ao teste RIM
Informação e Auditorias	1-7	90	3-8	NA	0,01	Provê contato e serviço ao consumidor; útil complemento para incentivar programas
Rotulagem	NA	40	0-25	NA	0,02	Novas construções residenciais onde prevalecem práticas construtivas não eficientes
Descontos	0-4	25	2-7	0,04	0,01-0,03	Elemento de estratégia de transformação de mercado; áreas onde economias DSM são necessárias com rapidez
Empréstimos e "Leasing"	0-3	50	NA	0,03-7	0,01-0,03	Consumidores sem capital; mercado de reformas e novas construções onde longo período de retorno seja aceitável
Contratos de Performance	0-2	14	até 18	NA	0,03	Consumidores institucionais e grandes consumidores sem capital; concessionárias buscando transferir risco de performance
Instalação Direta e Abrangente	1-2	90	8-26	0,06	0,06	Consumidores de baixa renda e segmentos difíceis de atingir; área onde altas economias DSM são necessárias com rapidez
Transformação de Mercado	NA	>90	NA	NA	<0,01	Substituição de equipamentos e novas medidas para construção; economias no longo prazo
Concorrência	NA	NA	NA	0,05-0,08	NA	Concessionárias sem especialistas para implementar programas; concessionárias buscando transferir risco de performance

Fonte: GELLER; MADEL (1996)

Em especial, a existência de riscos de falhas no sistema de transmissão e distribuição poderá estimular as atividades de DSM. Poderão ser articulados programas conjuntos de várias concessionárias, empresas de serviços energéticos, fabricantes de equipamentos e órgãos governamentais.

Os mecanismos de regulação poderão estimular programas destinados a populações de baixa renda e introduzir taxas específicas para investimentos em eficiência, eventualmente exigindo maior contribuição monetária do consumidor participante.

Em geral, os programas de DSM deverão ser melhor planejados, terem melhor conteúdo tecnológico e monitoramento constante, e seus resultados deverão ser medidos com mais precisão.

Em linhas gerais, as atividades de DSM serão, aparentemente, muito afetadas pelo processo de reestruturação, devendo diminuir de intensidade mas não extintas. A regulação do sistema elétrico, o preço da eletricidade e a importância da redução e mitigação dos impactos sócio-ambientais deverão ser os elementos cruciais para o tipo de continuidade que os programas de DSM apresentarão.

#### 3.3.4. As Externalidades Ambientais

Nos últimos anos, muitos fatores ligados aos impactos ambientais e ao tratamento das externalidades passaram por consideráveis modificações e influenciaram os debates e as experiências realizadas.

No aspecto legal, o "Clean Air Act Amendments" de 1990 estabeleceu limites nacionais para a emissão de  $SO_2$  e criou as chamadas permissões de  $SO_2$ <sup>18</sup>, enquanto várias PUC's estabeleceram métodos para incorporar as externalidades ambientais no processo do

<sup>18</sup> Estas permissões podem ser compradas ou vendidas. Em 1994, o valor da permissão por tonelada de  $SO_2$  podia ser comprada por menos de US\$ 200, conforme NADEL et al. (1994) apud CAVANAGH et al. (1996).

PIR. No ano de 1994, conforme CAVANAGH et al. (1996), 29 Estados americanos requeriam a consideração das externalidades ambientais e 7 deles obrigavam o uso de valores monetários para as várias emissões, embora somente para novas plantas e variando bastante de Estado para Estado.

Novos estudos realizados<sup>19</sup> sugerem que as externalidades ambientais, associadas a algumas emissões de novas usinas de geração térmica, podem ser bem menores do que anteriormente pensado por várias PUC's, conforme mostrado na tabela 3.4.

Tabela 3.4. Estimativas Alternativas das Externalidades Ambientais Excluídas as Mudanças de Clima Global das Novas Plantas Térmicas de Geração (1992 mills/kWh)

	Carvão Pulverizado	Gas-Ciclo Combinado
Estudo ORNL		
Tennessee	1,4	0,2
New Mexico	0,7	0,0
Estudo RCG/Hagler, Bailly		
Upstate, rural New York	2,6	0,2
New York City	4,3	1,7
Estimativas Anteriores		
Valores de Nevada	19,0	5,5
Valores de New York	11,2	6,9
Valores de Oregon	13,9	2,8

Fontes: FANG ; GALEN (1994), KOOMEY (1990), LEE (1996), ROWE et al. (1995) apud HIRST et al. (1991)

<sup>19</sup> Os estudos citados foram feitos pelo Oak Ridge National Laboratory e pelo RCG/Hagler, Bailly.

Os valores estimados pelos estudos representam pouco estímulo para investimentos em fontes renováveis. Entretanto, esses estudos não levaram em conta as emissões que contribuem para o efeito estufa, particularmente o CO<sub>2</sub>. Avaliações complementares estimam que a incorporação dos efeitos das emissões de CO<sub>2</sub> pode dobrar ou multiplicar por até 10 vezes os valores das externalidades ambientais mostrados na tabela 3.4.

Segundo MARTIN (1995), as novas tecnologias de geração térmica, disponíveis atualmente, reduziram significativamente os efeitos na saúde humana e na vegetação das emissões de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e dos particulados que podem ser medidos com boa precisão. Os danos associados ao efeito estufa ainda não estão sendo avaliados com a necessária confiabilidade, o que pode distorcer o resultado da incorporação das externalidades ambientais.

Paradoxalmente, a exigência de incorporação das externalidades ambientais, se realizada somente para alguns poluentes ou por apenas algumas PUC's, pode trazer estímulo à substituição de energia gerada em novas plantas elétricas por aquela gerada em plantas antigas mais poluentes, ou por outros produtores não sujeitos à regulação ou por aplicações que utilizem outras fontes energéticas menos controladas.

Obviamente as atividades de DSM, economizando kWh, reduzem os impactos ambientais. Contudo, a avaliação dos benefícios dos seus programas depende de qual usina se trata. No curto prazo, são reduzidas as emissões das antigas plantas com grandes ganhos. No longo prazo, deve ser considerado que são postergadas as emissões de novas usinas mais "limpas".

Se a sociedade aumentar as exigências para a diminuição das causas do efeito estufa, os esforços dos reguladores para limitar as emissões de CO<sub>2</sub> poderão abrir novas oportunidades para os programas de DSM.

Cabe destacar que um mercado competitivo, conforme lembrado por MARTIN (1995), traz duas dificuldades adicionais: (1) o controle de numerosas e, muitas vezes, pequenas unidades de geração, competitivas no mercado "spot" e, eventualmente, de grande impacto ambiental, não é uma tarefa simples para os reguladores; (2) como uma das justificativas para a reestruturação do setor elétrico é a diminuição dos preços, uma decisão dos reguladores na direção do aumento de preços para a redução das emissões de CO<sub>2</sub> não será fácil de ser tomada.

Se também fossem consideradas as externalidades sócio-ambientais das novas plantas de geração hidrelétrica, que não é o caso dos EUA, o assunto ficaria ainda mais complexo.

De qualquer maneira, parece haver uma consciência crescente da necessidade de evitar ou, pelo menos, mitigar os danos sócio-ambientais, o que exigirá políticas nacionais globais, difíceis decisões do poder regulador, e um amplo debate envolvendo todos os atores participantes do setor elétrico e representantes de diversos segmentos sociais.

## Capítulo 4 - SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

### 4.1 Características Gerais

#### 4.1.1. Elementos Históricos

A primeira potência elétrica instalada no Brasil, conforme lembrado por REVERSE (1988), foi inaugurada em 24/06/1883 e fornecia 52 kW para a iluminação pública da cidade de Campos (RJ), através de três dinamos movidos a carvão inglês. No mesmo ano começou a operar a primeira hidroelétrica brasileira, com duas máquinas com 8 CV cada, fornecendo energia para iluminação e para as bombas a jato d'água utilizadas na produção de diamantes no município de Diamantina (MG).

Em fins do século XIX, o Brasil abrigava onze empresas de serviços de energia elétrica, em sua maioria privadas e com concessões outorgadas por municípios. Estavam em operação seis termoelétricas a carvão e cinco hidroelétricas, atendendo a 17 localidades, com uma capacidade instalada total de 12.085 kW.

Apesar de ainda não existir um levantamento do potencial hidráulico do País, previa-se grandes possibilidades de geração hidroelétrica. As reservas de carvão de qualidade, outra fonte energética possível na época, pareciam ser bastante limitadas.

No início da eletrificação do País, a legislação federal sobre a área elétrica era muito genérica e os contratos eram assinados diretamente com os Estados e os Municípios que, como garantia de rentabilidade, aceitavam tarifas reguladas pela cláusula ouro, onde parte da energia era paga em função da cotação internacional desse metal.

Até as primeiras décadas do século XX, o modelo institucional do setor elétrico brasileiro era fundamentado em concessões descentralizadas, empreendimentos privados com hegemonia do capital internacional<sup>1</sup> e tarifas que asseguravam a rentabilidade dos investimentos. A opção pelo uso da hidroeletricidade tornava-se a cada dia mais dominante: em 1920, cerca de 78% dos 357 MW instalados eram de origem hídrica.

A partir de 1930 iniciou-se um processo crescente de intervenção do Estado. Em 1933, através de Decreto, foi revogada a cláusula ouro dos contratos, para que as tarifas valorizassem a moeda nacional: o mil réis papel. Em 1934 foi aprovado o Código de Águas, que estabelecia grandes novidades: a incorporação das quedas d'água ao patrimônio da União, com a concessão de uso, tornando-se privilégio do Governo Federal; tarifas pelo custo do serviço e o princípio do custo histórico do investimento, com lucro limitado mas assegurado; a nacionalização dos serviços, restringindo-se a outorga de concessões a brasileiros ou a empresas organizadas no país, mantidos os direitos adquiridos anteriormente pelas empresas multinacionais.

Após a 2ª. Guerra Mundial, a produção de energia elétrica não conseguiu acompanhar a demanda do mercado. Enquanto aumentava o volume de investimentos necessários e crescia o prazo de maturação dos empreendimentos, o estabelecimento do custo histórico do investimento como base de remuneração numa economia inflacionada provocava a queda da rentabilidade, desencorajando novos investimentos.

Os racionamentos tornaram-se rotineiros e a qualidade da energia fornecida atingia níveis muito baixos. A autoprodução ganhou importância: em São Paulo, onde cerca de 20% da energia elétrica consumida em 1954 era originária de autoprodutores, conforme REVISE (1988).

<sup>1</sup> LIGHT e AMFORP tinham as concessões das principais cidades do País.

Visando a capitalização do setor elétrico, o governo federal tomou várias iniciativas. Em 1953 foi criado o Fundo Federal de Eletrificação, formado pelo IUEE - Imposto Único sobre Energia Elétrica e por parte do imposto de consumo. O BNDE - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - gerenciava 40% dos recursos desse fundo, financiando os projetos mais urgentes, enquanto os restantes 60% eram destinados aos Estados e Municípios para investimentos no setor.

O poder público brasileiro tornou-se acionista de concessionárias e constituiu novas empresas. O Governo Federal criou a CHESF em 1945 e, em associação com a LIGHT, a CPFL e os governos de São Paulo e Minas Gerais criou FURNAS em 1957. Vários Governos Estaduais, de seu lado, também criaram suas empresas.

A criação da ELETROBRÁS em 1962, após intensa batalha parlamentar, representou um marco importante na consolidação de um novo modelo institucional. Desde o início, a ELETROBRÁS assumiu aspectos de empresa "holding", gerindo vultosos recursos e assumindo a responsabilidade pelo planejamento e coordenação da construção, ampliação e operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em paralelo, o capital privado perdia participação no setor elétrico. Enquanto as empresas nacionais entravam em processo de estagnação, as multinacionais expandiram-se apenas até o início dos anos 60, mediante empréstimos externos garantidos pelo Governo Federal, e depois foram gradualmente absorvidas pelo poder público (a AMFORP em 1964 e a LIGHT em 1978 foram compradas pela ELETROBRÁS).

Em 1965 foi criado o DNAEE com a missão de realizar estudos hidrológicos, fiscalizar, dar concessões e controlar os aproveitamentos das águas e dos serviços de eletricidade.

Aparentemente buscava-se uma estrutura empresarial na qual as concessionárias federais regionais fossem geradoras e transmissoras, e

as estaduais fossem responsáveis pela distribuição de energia elétrica. Entretanto, esta concepção não chegou a ser plenamente constituída: não se atingiu uma clara distinção de funções entre as concessionárias federais e as concessionárias estaduais dos Estados com significativa força política e econômica.

Do ponto de vista econômico-financeiro, o poder público tomou várias medidas para garantir o fluxo de recursos necessários aos grandes investimentos. Em 1964 foram reavaliados os ativos monetários das concessionárias e estabelecida a sua permanente atualização pela correção monetária. Ao mesmo tempo ficou assegurada a rentabilidade de 10 a 12% ao ano.

O processo de centralização foi intensificado a partir de 1971, com a ELETROBRÁS assumindo todos os recursos do Fundo Global de Reversão - FGR (fundo criado para indenizar concessionárias pela reversão da concessão ou pela encampação, além das finalidades de desapropriar áreas e realizar estudos hidrológicos).

Em 1974 foi introduzida a equalização tarifária em todo o território nacional, acompanhada de uma câmara de compensações intra-setorial (Reserva Global de Garantia - RGG, depois RENCOR) que deveria repassar excedentes de receita de algumas empresas para outras que apresentassem remuneração insuficiente. A política tarifária também estimulava subsídios cruzados tanto para os consumidores de menores rendas como para os consumidores industriais tidos como estratégicos para o País.

Estas medidas, conjugadas com facilidades de financiamentos externos, com juros internacionais em níveis baixos e prazos de amortização longos, propiciaram um volume inédito de capital para investimentos.

Com a centralização do planejamento e a disponibilização e concentração de capitais foi possível aproveitar as oportunidades de

escala e de escopo que a estrutura monopolista apresentava e melhorar a qualidade dos serviços elétricos prestados.

Estabelecidos os contornos estruturais, garantidos os recursos financeiros, e implementada uma política tarifária adequada para o momento, o setor elétrico expandiu-se aceleradamente como mostra a tabela 4.1., induzindo um rápido crescimento do consumo e uma nova onda de oportunidades de economias de escala e de escopo.

Tabela.4.1. Evolução da Capacidade Instalada no Brasil

ANO	HIDROELÉTRICA (MW)	TERMOELÉTRICA (MW)	TOTAL (MW)
1950	1536	374	1883
1960	3642	1158	4800
1970	8828	2045	11233
1980	27649	5823	33472
1990	45558	6677	52892

Fonte: Censo da ELETROBRÁS/SIESE (1991)

O sistema elétrico instalado, ao garantir energia elétrica com confiabilidade e qualidade, ajudou a alavancar o processo de urbanização e o rápido desenvolvimento do parque industrial do País nos anos 70.

#### 4.1.2. Modelo Estrutural no Início da Década de 90

Adotando-se a conceituação de HUNT; SHUTTLEWORTH (1996a), comentada no item 2.4.2., o modelo estrutural do setor elétrico brasileiro, que se manteve até meados da atual década, seria uma variante do Modelo 1 com monopólio em todos os níveis. A geração,

calcada em grandes aproveitamentos hidroelétricos, não estava submetida à competição; a transmissão era, basicamente, de responsabilidade da concessionária geradora; os consumidores finais eram atendidos pela concessionária distribuidora da área. Algumas nuances existiam, como o caso da venda ao consumidor final em alta tensão por algumas supridoras regionais e o da construção da interligação da malha de transmissão pelas empresas federais.

As tarifas, em princípio, remuneravam os investimentos com taxa de retorno de 10% a 12%, mas o serviço pelo custo com equalização tarifária provocava a definição de um custo médio com câmara de compensação que repassava excedentes de algumas concessionárias para outras, por vezes penalizando a eficiência.

O sistema era fortemente centralizado pelo Governo Federal nos aspectos de concessões, regulação, tarifas, planejamento da expansão e planejamento da operação, e esteve articulado a políticas de desenvolvimento econômico global e regional, à política industrial e até mesmo a projetos geopolíticos<sup>2</sup>.

Empresas construtoras, consultorias, fabricantes de equipamentos, organismos financeiros internacionais e alguns governos estaduais também tiveram influência, na orientação do modelo estrutural do setor elétrico. Os Governos Estaduais criaram e mantiveram suas concessionárias integradas, possuindo importantes ativos de geração, transmissão e distribuição. Entretanto, o número de atores que realmente tinham possibilidade de intervenção era restrito, não foram criados mecanismos de controle social e político para o setor e não existia transparência nas decisões mais importantes.

O executivo federal, através do Ministério de Minas e Energia, era o formulador das políticas e agente centralizador. O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, principal órgão

<sup>2</sup> A concepção do projeto da usina de ITAIPU e do Programa Nuclear são exemplos de decisões com forte caráter geopolítico.

regulador, era o responsável pela avaliação das tarifas elétricas, pela especificação e controle da qualidade da energia fornecida aos consumidores e pela outorga e supervisão das concessões. Além disso, detinha as funções de planejamento e desenvolvimento dos estudos hidrológicos e de manutenção do banco nacional de dados hidrológicos.

Para cumprir esta amplitude de tarefas e oportunidades, o DNAEE não possuía todos os instrumentos adequados, tanto nos aspectos de recursos humanos como operacionais, sendo muitas vezes atropelado por outros organismos governamentais.

Os governos estaduais não chegaram a ter papel regulador. A regulação do setor elétrico sempre esteve atrelada ao executivo federal e com características um pouco nebulosas no que se refere aos órgãos executores, suas responsabilidades e sua autonomia. Em particular, na fixação de tarifas, o papel do Ministério da Fazenda tem sido dominante, utilizando o nível tarifário como elemento de política macroeconômica.

A ELETROBRÁS controlava o planejamento de expansão e da operação e tem sido o grande agente financeiro do sistema. Coordenava também alguns programas para todo o setor elétrico, como o PROCEL<sup>3</sup>, e era responsável, junto com o DNAEE, pela execução de estudos de viabilidade para futuras usinas de geração, incluídas no plano de expansão do sistema.

Até recentemente a ELETROBRÁS era "holding" de seis controladas: quatro concessionárias supridoras regionais (CHESF, FURNAS, ELETROSUL e ELETRONORTE) e duas concessionárias distribuidoras (LIGHT e ESCELSA, recentemente privatizadas). ITAIPU, uma supridora binacional, completava o leque das empresas federais.

<sup>3</sup> O PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, é hoje denominado como Combate ao Desperdício de Energia Elétrica.

Além das estatais federais existiam, em meados da década, cinco concessionárias distribuidoras municipais de pequeno porte, 27 concessionárias estaduais, entre empresas integradas (como CESP, COPEL e CEMIG) e empresas basicamente distribuidoras<sup>4</sup>, e 21 concessionárias privadas.

As 21 concessionárias privadas eram distribuidoras, em geral de pequeno porte, não totalizando 2% de toda a energia distribuída no País. O número de autoprodutores era bastante significativo (quase 3.000 em 1988, respondendo por mais de 5% do total gerado). Recentemente, o capital privado tem participado em consórcios para a construção de usinas hidroelétricas.

As empresas de economia mista, introduzidas em larga escala a partir do regime militar, as famosas estatais, eram dominantes no setor elétrico e atingiram, nas duas últimas décadas, níveis técnicos e administrativos de reconhecida qualidade. Desde meados dos anos 80, muitas delas são apontadas como sinônimo de gigantismo e ineficiência. A sua instrumentalização pelo poder executivo ou por grupos de interesse particulares foi significativa, tanto como instrumento de políticas públicas quanto na forma de práticas clientelistas e indevidas ingerências.

O parque gerador do Brasil é constituído, fundamentalmente, por usinas hidroelétricas de regularização plurianual, com aproveitamento em cascata e, por vezes, pertencentes a diversas empresas, tornando imperiosa a necessidade de cooperação para uma boa operação. A geração hídrica atende mais de 95% do consumo do País.

O sistema de transmissão é propriedade de várias concessionárias federais e estaduais, opera em vários níveis de tensão e compreende mais de 150.000 km de linhas com tensão igual ou acima de 69 KV.

---

<sup>4</sup> Algumas delas, mesmo sendo basicamente distribuidoras, possuíam algumas plantas geradoras e/ou alguns ramais de transmissão.

Pode-se falar em dois subsistemas interligados e uma série de sistemas isolados no Brasil. Um subsistema interligado atende as regiões sul/sudeste/centro-oeste e o outro as regiões norte/nordeste. Até o momento, os dois não estão interligados entre si. Os sistemas isolados são predominantes na região norte, com geração, basicamente, a diesel.

Os sistemas de distribuição, monopólios de área geográfica, atendem em diversas tensões de fornecimento e, predominantemente, são aéreo-radiais, com algumas redes subterrâneas nos centros das maiores cidades. As concessionárias distribuidoras são responsáveis pelo planejamento, expansão e operação das redes. A zona rural é atendida por redes muito diversificadas e várias regiões do País ou não são atendidas ou o são precariamente.

Criado em 1985, o PROCEL objetiva a produção e uso eficiente de energia elétrica. Para isso coordena a identificação e a priorização de projetos de conservação de energia e disponibiliza recursos da Reserva Geral de Reversão - RGR para custeio de programas específicos.

Basicamente financiado pela ELETROBRÁS e suas controladas, o CEPEL- Centro de Pesquisas em Energia Elétrica é uma empresa de economia mista, sem fins lucrativos, criada em 1974 para realizar pesquisas, projetos de desenvolvimento e prestação de serviços tecnológicos relacionados ao setor elétrico.

#### 4.1.3. Perfil Atual

O fornecimento de energia elétrica, no Brasil de hoje, envolve um conjunto complexo de atividades, atribuições, organismos e características técnico-econômicas e políticas. As dimensões geográficas do País e suas diferenças regionais, a persistente desigualdade

econômica, a estrutura política e o momento histórico atual são fatores que emolduram o atual perfil do sistema elétrico brasileiro.

Segundo a ELETROBRÁS (1996) o serviço de energia elétrica é o serviço público mais difundido no País, atendendo a mais de 90% dos domicílios e empregando direta ou indiretamente cerca de 250 mil pessoas. Como é mostrado na Tabela 4.2., o consumo de energia elétrica tem crescido a taxas superiores ao PIB e ao consumo global de energia, atingindo 276 TWh em 1996<sup>3</sup> (ou 1,736 kWh por habitante).

Tabela 4.2. - Brasil - Economia e Energia

	1970	Var. % 70/80	1980	Var. & 80/90	1990	Var. % 90/94	1994	Var. % 94/96	1996
<b>População (milhão hab.)</b>	93	-	119	-	143	-	154	-	159
% a.a.	-	2,5	-	1,9	-	1,9	-	1,6	-
<b>PIB (US\$ bilhões/95)</b>	238	-	543	-	630	-	689	-	739
% a.a.	-	8,6	-	1,5	-	2,3	-	3,6	-
<b>US\$/Hab.</b>	2559	-	4563	-	4406	-	4474	-	4648
% a.a.	-	6,0	-	-0,3	-	0,4	-	1,9	-
<b>Consumo de Energia</b>									
<b>Energia Global</b>									
<b>Milhão tEP</b>	69	-	128	-	169	-	191	-	205
% a.a.	-	6,4	-	2,8	-	3,1	-	3,6	-
<b>Elasticidade (Cons./PIB)</b>	-	0,74	-	1,87	-	1,35	-	1,00	-
<b>tEP/Hab.</b>	0,74	-	1,08	-	1,18	-	1,24	-	1,29
% a.a.	-	3,9	-	0,7	-	1,3	-	2,0	-
<b>Energia Elétrica</b>									
<b>TWh (1)</b>	40	-	122	-	216	-	250	-	276
% a.a.	-	11,8	-	5,9	-	3,7	-	5,1	-
<b>Elasticidade (Cons./PIB)</b>	-	1,37	-	3,93	-	1,61	-	1,42	-
<b>TWh/Hab.</b>	430	-	1025	-	1510	-	1623	-	1736
% a.a.	-	9,1	-	4,0	-	1,8	-	3,4	-

(1) Inclui autoprodutores e consumo relativo a tarifas especiais

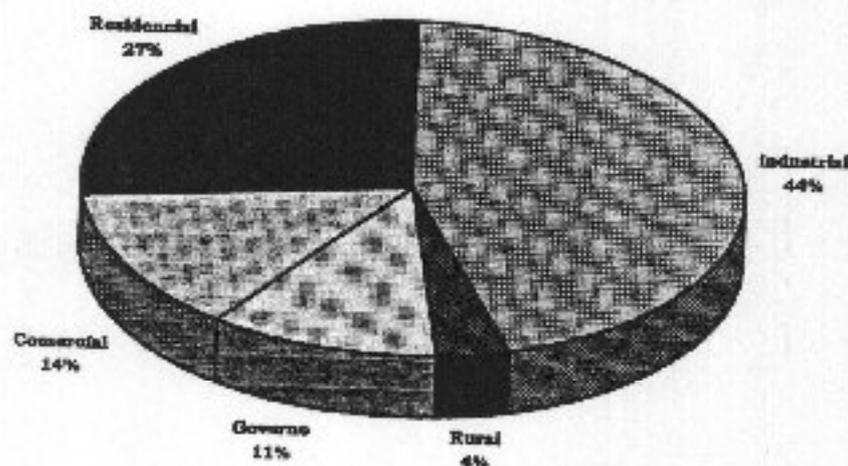
Fonte: ELETROBRÁS - Plano Decenal de Expansão 1977-2006

<sup>3</sup> Deste consumo total, os auto-produtores foram responsáveis por 2,5 TWh (0,9%) e as energias interruptíveis com tarifas incentivadas por 14,7 TWh (5,3%).

A relação consumo elétrico/PIB atingiu 0,373 kWh/US\$ em 1996, um dos maiores índices do mundo. Isto se explica, em parte, pela estrutura de produção e pelo estágio de desenvolvimento do País e, em parte, pelas perdas no suprimento e pela ainda incipiente racionalidade de uso final da energia elétrica.

A Figura 4.1., construída a partir dos dados da ELETROBRÁS (1997), mostra a estrutura de consumo em 1996, indicando a participação percentual no consumo total das classes residencial, comercial, industrial, rural e governo, sendo que no item governo estão incluídos o consumo do poder público e dos serviços públicos: iluminação, água, esgoto, tração elétrica, o consumo próprio das concessionárias e o consumo dos canteiros de obras.

Figura 4.1. Participação percentual das classes de consumo



Fonte: ELETROBRÁS - Plano Decenal de Expansão 1977-2006

A capacidade instalada total de energia elétrica, em 1997, é da ordem de 57.500 MW, considerando-se apenas 50% da capacidade de ITAIPU e sem considerar autoprodutores. No subsistema sul/sudeste/centro-oeste a capacidade instalada atinge 41.700 MW e

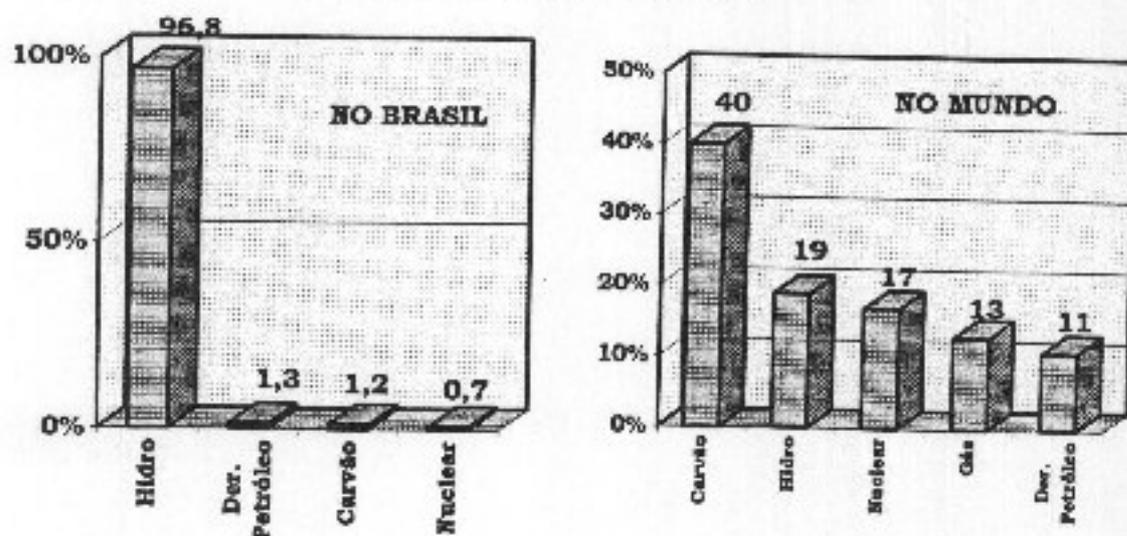
no subsistema norte/nordeste 14.100 MW. Nos sistemas isolados, cerca de 300 localizados na região norte, a capacidade total atinge 1.600 MW.

Uma característica marcante, que faz do caso brasileiro uma singularidade no mundo, é o enorme predomínio da geração hídrica, com usinas de grandes reservatórios de regularização plurianual (muitas delas com aproveitamento em cascata e, por vezes, pertencentes a diversas empresas), localizadas em bacias hidrográficas com diversidade hidrológica e um significativo potencial hidroelétrico ainda não explorado<sup>6</sup>.

As usinas térmicas existentes suprem os sistemas isolados ou complementam o atendimento dos subsistemas interligados em períodos hidrológicamente desfavoráveis ou em locais com limitações do sistema de transmissão.

Na Figura 4.2. é mostrada a participação das várias fontes primárias para a produção de energia elétrica no Brasil e em termos médios mundiais, notando-se a particularidade de nosso País.

Figura 4.2. Geração de Energia Elétrica (1996)



Fonte: ELETROBRÁS - Plano Decenal de Expansão 1977-2006

<sup>6</sup> O potencial hídrico, segundo a ELETROBRÁS (1996), é capaz de atender as necessidades de energia elétrica do País nos próximos 20 anos.

As concessionárias operam 19 usinas geradoras com capacidade superior a 1.000 MW em um conjunto de 106 unidades acima de 10 MW. O fator médio de utilização por usina é da ordem de 55%.

Essas características do parque gerador levaram ao desenvolvimento de um complexo sistema de transmissão que objetiva a minimização dos custos globais, pela interconexão das bacias hidrográficas e das regiões geográficas e a otimização do fluxo energético.

De acordo com a ELETROBRÁS (1996), a rede de transmissão, em 1996, era constituída por mais de 160.000 quilômetros (em níveis de tensão a partir de 69 kV) e subestações com capacidade instalada de 216.000 MVA.

Conforme SANTOS (1995), mais de 20.000 quilômetros de linha de transmissão constituem a chamada malha de integração eletroenergética (MIEE) que, integrando os subsistemas, evita a ociosidade energética na ordem de 20% da energia total, conforme ilustrado pela Tabela 4.3.

Tabela 4.3. Energia Assegurada Nos Aproveitamentos Hidrelétricos (1995)

Região	Energia Assegurada (MW med.)		Variação %
	Usinas Individualizadas	Usinas Integradas	
Sul	1555	3780	+143
Sudeste	16800	18731	+11
S + SE	18355	22511	+23
Norte	2501	3080	+23
Nordeste	3322	3786	+14
N + NE	5823	6866	+18
Total	24178	29377	+22

Fonte: Santos (1995)

O transporte da energia vem sendo realizado em vários níveis de tensão, incluindo 69 kV, 138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV, além das linhas que trazem energia de ITAIPU com 750 kV AC e 600 kV DC.

Os sistemas de transmissão em tensão mais elevada são, em sua maioria, de posse das concessionárias federais, enquanto para os níveis mais baixos não há um domínio definido, existindo ativos federais, estaduais e até privados.

As características da transmissão nos subsistemas interligados e o planejamento de sua expansão são definidos separadamente em cada subsistema, embora existam projetos para a interligação dos dois subsistemas e para interligações internacionais com a Argentina e a Venezuela.

Em particular no subsistema sul/sudeste/centro-oeste, o sistema de transmissão não apresenta condições operacionais satisfatórias, pois no caso da perda de um circuito o sistema estará instável, podendo gerar "black-outs" localizados. As necessidades de reforços são urgentes.

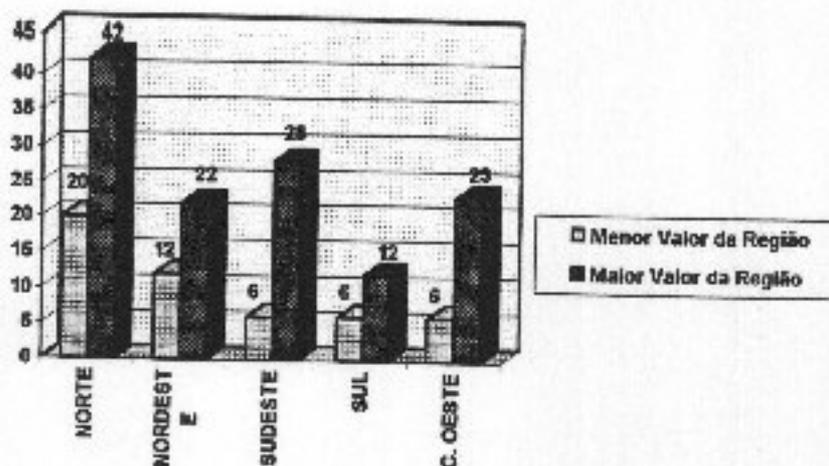
As concessionárias distribuidoras atendem seus consumidores em vários níveis de média e baixa tensão (34,5 kV, 13,8 kV, 380 V, 220 V e 127 V), existindo em certas áreas, para grandes consumidores, valores de distribuição iguais a 69 kV, 138 kV e até 230 kV.

Os sistemas são predominantemente do tipo aéreo radial, existindo algumas redes subterrâneas nos centros das maiores cidades. Em 1996 a ELETROBRÁS (1996) estimou em 445.900 quilômetros as redes de média tensão e 633.900 quilômetros as de baixa tensão na distribuição aérea e em 16.732 quilômetros as redes subterrâneas.

Recentemente, algumas concessionárias estão implantando redes aéreas isoladas, de maior confiabilidade e menor custo que as redes subterrâneas.

O índice de perdas técnicas e comerciais na distribuição de energia elétrica é muito elevado. A estimativa de perdas na distribuição para o ano de 1995, por região geográfica, realizada pela ELETROBRÁS (1996) é mostrada na Figura 4.3.

Figura 4.3. Índice de Perdas Na Distribuição (1995)



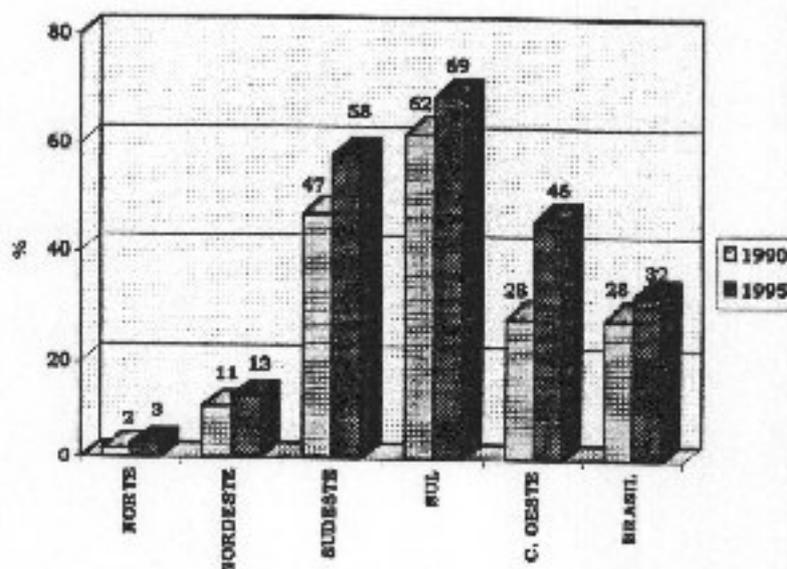
Fonte: ELETROBRÁS - Plano Decenal de Expansão 1997-2006

Para atingir os níveis de qualidade definidos pelo sistema regulador, as concessionárias distribuidoras são as responsáveis pelo planejamento da expansão da rede, por sua operação, manutenção e pelos trabalhos de entrega da energia aos consumidores no ponto de fornecimento<sup>7</sup>.

As distribuidoras são também responsáveis pela eletrificação rural, que apresenta graves deficiências. A figura 4.4. ilustra esta situação precária. Medidas para corrigir tais deficiências, que contribuem para a exclusão social de milhões de brasileiros, são urgentes.

<sup>7</sup> A legislação define ponto de fornecimento como o ponto de conexão do sistema elétrico distribuidor junto às dependências do consumidor.

Figura 4.4. Propriedades Rurais Eletrificadas (1990 e 1995)



Fonte: ELETROBRÁS - Plano Decenal de Expansão 1997-2006

## 4.2. A Racionalização Energética e a Questão Sócio-Ambiental

### 4.2.1. A Racionalização Energética no Brasil

#### 4.2.1.1. As Primeiras Iniciativas

No início da década de 70, como fruto dos estudos para a elaboração da Matriz Energética do Brasil, foram realizadas as primeiras análises sobre o uso de energia com poucas conseqüências práticas, de acordo com DE HOLLANDA et al. (1994).

Com a criação do GCOI - Grupo de Coordenação da Operação Interligada, em 1974, com a função de coordenar o planejamento e a operação eletro-energética dos sistemas elétricos interligados, foi iniciada a avaliação do uso racional dos recursos. Segundo SANTOS

(1994), os aproveitamentos hidráulicos e os fluxos de energia passaram a ser otimizados, ocasionando um aumento da eficiência.

Até os choques do petróleo, a energia era somente vista como propulsora do crescimento econômico e agente modernizador. Todas as políticas nacionais na área de energia eram orientadas para a garantia do suprimento, como comentado por DE ARAÚJO et al. (1993).

Não havia nenhuma iniciativa concreta para avaliar o consumo energético dos vários setores, as formas desse consumo, os hábitos da população e nem os serviços energéticos realizados. As estatísticas praticamente só mostravam a capacidade elétrica instalada, os kWh produzidos, a produção de combustíveis comerciais e a quantidade de petróleo importado.

Como bem destacado por GOLDEMBERG et al. (1988), a grande preocupação dos vários países era a sustentabilidade do sistema de suprimento energético e não o uso energético para um mundo sustentável.

Considera-se que a primeira pesquisa séria sobre o consumo de energéticos no Brasil foi realizada em 1978, sobre o consumo industrial de derivados de petróleo, por iniciativa do CNP - Conselho Nacional de Petróleo. Os resultados, embora restritos à área de petróleo, foram muito positivos para a elaboração de políticas energéticas, apesar de muitas empresas relutarem em abrir informações sobre seu consumo energético.

Os choques do petróleo trouxeram graves implicações à situação econômica do País e ao seu sistema energético. A dependência energética do petróleo<sup>8</sup>, e seu grande peso na balança de pagamentos, forçaram a adoção de vários programas (como o Pró-Álcool) e medidas (como financiamentos especiais, fechamentos dos postos de gasolina nos fins de semana etc.) para a substituição do uso do petróleo por

<sup>8</sup> Em 1975, 80% do petróleo consumido era importado e seu custo equivalia a 50% do total das exportações brasileiras.

outras fontes e para a redução de seu uso. O uso mais eficiente da energia, mantida a qualidade do serviço energético, era um aspecto secundário, muitas vezes esquecido.

Em 1981 foi criado o Programa CONSERVE, visando, primeiramente, a economia de petróleo para reduzir a importação. Também eram seus objetivos a promoção de conservação da energia, a difusão de equipamentos de uso final mais eficientes, a aquisição de novas tecnologias, a substituição do petróleo por outros recursos energéticos e o uso de fontes de energia regionais. O Programa já destacava a importância da conservação de energia para a redução dos impactos ambientais.

O CONSERVE utilizou-se de incentivos fiscais e financeiros, como empréstimos a juros baixos. Do ponto de vista tecnológico foram realizadas auditorias energéticas, ações setoriais<sup>9</sup>, plantas piloto de demonstração de tecnologias de processo e ampla difusão de informações.

Os resultados do CONSERVE não foram sistematizados de forma global. Em seu trabalho, DE ARAÚJO et al. (1993) descrevem vários resultados parciais e setoriais que comprovam muitos resultados positivos, embora houvesse mais substituição de petróleo do que racionalização de uso da energia.

Alguns desvios de concepção limitaram os resultados atingidos em termos de uso eficiente de energia: somente 50% dos recursos colocados à disposição do CONSERVE foram empregados; houve pouca penetração das ações nas empresas de pequeno e médio porte; a melhoria da eficiência se deu principalmente em aspectos operacionais e de recuperação de equipamentos, com pouca utilização de novas tecnologias de produto ou de processo.

<sup>9</sup> Os Manuais de Conservação de Energia de diversos setores industriais e os estudos de caso realizados pelo Instituto de Pesquisas Tecnológicas são exemplos dessas ações e demonstraram o enorme potencial conservacionista existente.

Apesar destas limitações, o programa CONSERVE foi pioneiro na implementação de atividades de uso eficiente da energia no Brasil, que apresentaram certos objetivos e características metodológicas similares a algumas atividades entendidas atualmente como gerenciamento do lado da demanda. E, talvez o mais importante, foi criada no País uma "massa crítica" de estudiosos, pesquisadores e representantes do setor energético que passou a reconhecer a importância dos esforços e das iniciativas da conservação da energia.

Em paralelo com as ações do CONSERVE, o setor elétrico brasileiro possuía, no início da década de 80, uma certa ociosidade da capacidade instalada, pois os investimentos em grandes obras de expansão haviam sido fartos e o clima recessivo do País diminuía as taxas de crescimento do consumo.

Para reduzir esta ociosidade, foi lançada a EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado, para substituição de derivados de petróleo por energia elétrica (eletrotermia) a preços cinco vezes menores que os normais, com fornecimento garantido por alguns anos.

Esta iniciativa representou uma alternativa mais rápida para a substituição dos derivados de petróleo do que os mecanismos previstos pelo CONSERVE e acabou prejudicando os esforços na direção da racionalização do uso da energia, inclusive porque muitas substituições pela eletricidade em usos térmicos não seriam tecnicamente recomendáveis (como foi o caso do uso indiscriminado de caldeiras elétricas).

O aumento do consumo industrial de eletricidade e a redução das tarifas elétricas que restringiram os recursos para investimento na expansão, conforme mostrado por ROSA et al. (1994), acabaram pressionando a oferta de energia elétrica. Estavam criadas as condições para uma atuação estratégica na linha da racionalização do uso da energia elétrica.

#### 4.2.1.2. O PROCEL até 1993

Por iniciativa conjunta do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Indústria e Comércio, em dezembro de 1985 foi criado o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). Sua coordenação seria realizada pelo Grupo Coordenador de Conservação de Energia (GCCE), composto por representantes do Governo Federal, Ministérios, ELETROBRÁS e seus comitês, e representantes das Confederações Nacionais da Indústria e Comércio.

Sendo considerado o primeiro esforço sistematizado e amplo para a promoção do uso eficiente da energia elétrica no Brasil, o PROCEL é operacionalizado pela ELETROBRÁS, responsável pela secretaria executiva e pelo suporte técnico-administrativo do programa.

A finalidade básica do PROCEL, exposta na portaria interministerial que o criou, é integrar e coordenar as ações de conservação de energia elétrica no país, maximizando seus resultados e promovendo um amplo leque de novas atividades, avaliadas por testes rigorosos de oportunidade, prioridade e economicidade.

Buscava-se diminuir o consumo mantendo-se a mesma qualidade do serviço energético e, em decorrência, reduzir os custos globais e os investimentos em expansão do sistema elétrico.

A filosofia estabelecida tinha caráter estratégico. Ao PROCEL caberia, fundamentalmente, a coordenação e priorização das ações, acompanhadas por articulações políticas e institucionais com os agentes capazes de executá-las, tais como concessionárias, órgãos governamentais, institutos de pesquisa e desenvolvimento e organizações não governamentais. O PROCEL também objetivava atuar na proposição de leis, normas e regulamentos que estimulassem a eficiência energética e diminuíssem as barreiras existentes para sua implementação.

Desde sua criação até 1992, o PROCEL implementou programas concretos em seis linhas básicas de atuação<sup>10</sup>, conforme SANTOS (1994):

- Programas de Informação e Educação envolvendo manuais de conservação, boletins informativos, promoção de seminários e feiras, campanhas promocionais, treinamento, e programas educativos em vários níveis;
- Diagnósticos Energéticos objetivando identificar e quantificar as oportunidades de conservação de energia elétrica em consumidores industriais e comerciais;
- Desenvolvimento Tecnológico incluindo capacitação laboratorial, testes em equipamentos específicos e estudos para difusão de tecnologias mais eficientes, consumindo 1/3 dos recursos aplicados no período;
- Etiquetagem, visando informar aos consumidores o nível real de consumo dos equipamentos, tendo sido avaliados os refrigeradores, aparelhos de ar condicionado e chuveiros elétricos;
- Iluminação pública, envolvendo um esforço conjunto de concessionárias distribuidoras e do PROCEL, para a substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas de vapor de mercúrio ou vapor de sódio de alta pressão.
- Legislação, gerando propostas de regulamento e leis que favoreçam a conservação, tendo sido assinados, em 1993, decretos que criam o selo de eficiência energética, o prêmio nacional de conservação e linhas de financiamento especiais para uso eficiente da energia. O projeto de Lei federal 125/1990 propunha: (1) índices mínimos de eficiência para equipamentos, construções e processos industriais; (2) gastos em conservação considerados como custo de serviço das concessionárias, para efeito de remuneração dos investimentos.

A partir de 1990 foram criados no setor elétrico projetos para o aumento da eficiência energética na oferta, trazendo a preocupação do

<sup>10</sup> Detalhes específicos sobre as linhas de atuação, avaliações e os resultados alcançados no período, podem ser encontrados nos trabalhos de DE ARAÚJO et al. (1993) e ROSA et al. (1994).

uso racional da energia para a utilização dos recursos de geração, transmissão e distribuição.

Conforme ROSA et al. (1994), estima-se que os investimentos do PROCEL, entre 1986 e 1993, tenham atingido 24 milhões de dólares, com a ELETROBRÁS participando com 43%, o Governo Federal com 24% e as concessionárias com 33%.

Em termos globais, a avaliação da economia de energia atingida pelas ações do PROCEL é mostrada na Tabela 4.4., apresentada por SANTOS (1994).

Tabela 4.4. Resultados do PROCEL (1993)

<b>ÁREAS</b>	<b>ENERGIA (GWh/ano)</b>
Iluminação - Setores Residencial e Comercial	465
Etiquetagem de Eletrodomésticos	380
Iluminação Pública	100
Diagnósticos Energéticos	215
Prédios e Empresas Públicas	40
<b>TOTAL</b>	<b>1200</b>

Fonte: SANTOS (1994)

A redução do consumo, estimada em 1.200 GWh/ano, equivaleria a uma potência instalada de 200 MW, que corresponderia a US\$ 400 milhões em investimentos evitados, para gastos de US\$ 24 milhões, significando um enorme benefício para a sociedade brasileira.

Na prática, as linhas de atuação do PROCEL, até 1992, corresponderam a estratégias elaboradas em função de uma expectativa de respostas do mercado. É salientado por ROSA et al. (1994) que a metodologia empregada não incorporou a incerteza do mercado, o que não permitiu a correção de rumos de alguns programas. Outras

limitações apontadas são a inexistência de orçamento desagregado por linha de atuação e algumas incongruências dos dados apresentados como resultado, indicando a necessidade de aperfeiçoamentos da metodologia de análise e avaliação dos resultados obtidos.

Outras dificuldades encontradas pelo PROCEL foram a instabilidade econômico-financeira do período, as concessionárias somente distribuidoras que consideram a energia economizada como energia não vendida e as limitações da regulamentação que não permitiram a incorporação dos gastos em conservação nos custos do serviço e nem o incentivo financeiro direto ao consumidor.

Outro fator que tem prejudicado as atividades de eficiência energética no Brasil é a ausência de estudos sistemáticos abrangendo: dados confiáveis sobre aspectos econômicos regionais, consumo de uso final, consumo de diversos equipamentos, posse e hábitos de consumo dos vários tipos de consumidores nas várias regiões do país.

Destaque-se que o PROCEL não dispunha de plano de contas próprio, sendo seu custeio inscrito no plano de contas da ELETROBRÁS, no item "outros custos".

A partir de 93, parte dos recursos da Reserva Geral de Reversão - RGR foram alocados na conservação de energia elétrica que ganhou maior prioridade estratégica na ELETROBRÁS, abrindo espaço para a revitalização do PROCEL.

#### 4.2.1.3. Recentes Resultados e Perspectivas do PROCEL

Contando com a participação de concessionárias, instituições de pesquisa, organizações não governamentais e alguns segmentos de grupos consumidores, o PROCEL realizou um processo de revisão de sua atuação e tomou várias medidas reorganizadoras.

Foram aprimoradas metodologias de avaliação de resultados, fortalecidas comissões intrasetoriais de suporte às suas atividades, reforçadas ações conjuntas com concessionárias e ampliadas as relações internacionais.

Às linhas de ação foram incorporadas as atividades de redução de perdas no setor elétrico, de geração adicional em usinas e de programas DSM implementados por concessionárias.

Como resultado de seu planejamento estratégico, o PROCEL definiu um plano trianual, conforme MEDEIROS FILHO (1996), com metas de economias de energia mostradas na tabela 4.5., a serem obtidas em 13 subprogramas distribuídos por 3 áreas de atuação:

- Planejamento de Conservação com os subprogramas: planejamento; marketing; financiamento; educação; legislação e normalização.
- Sistema Elétrico com os subprogramas: perdas; gerenciamento do lado da demanda;
- Uso Final com os subprogramas: iluminação; motores, refrigeração; ventilação e ar condicionado; setor industrial/comercial; edificações; convênios com concessionárias.

Tabela 4.5. Metas de Economia de Energia Elétrica

<b>ANO</b>	<b>ENERGIA ECONOMIZADA (GWh/ano)</b>
1996	2400
1997	3850
1998	4000

Fonte: MEDEIROS FILHO (1996)

Ainda de acordo com MEDEIROS FILHO (1996), no planejamento estratégico foi estabelecida a seguinte missão para o PROCEL:

\*Promover a conservação e o uso eficiente e racional da energia elétrica na oferta e no uso final, contribuindo para a

melhoria da qualidade dos serviços, reduzindo os impactos ambientais e proporcionando maiores benefícios para a sociedade.<sup>a</sup>

A nova metodologia adotada para avaliação dos resultados obtidos se propõe a considerar a economia de energia elétrica e a redução da demanda de ponta conseguidas pelas ações do PROCEL no ano de avaliação e no acumulado dos anos anteriores, procurando evitar dupla contagem em diferentes projetos.

Todas as avaliações anteriores foram revistas e os resultados obtidos foram divulgados no PROCEL (1997) e estão apresentados na tabela 4.6. Foram considerados todos os programas realizados do lado da demanda e no lado da oferta (redução de perdas e geração adicional).

Tabela 4.6. Resultados Anuais Obtidos pelo PROCEL (1986-1996)

	1986-93	1994	1995	1996	1986-96
Investimentos Aprovados <sup>a</sup> (R\$ milhões)	24	9,5	30	50	113,5
Investimentos já Realizados <sup>a</sup> (R\$ milhões)	24	7,5	15,8	19,6	67
Redução de Carga na Ponta (MW)	149	70	103	293	567
Energia Total Economizada (GWh/ano)	930	344	572	1970	3596 <sup>d</sup>
Usina Equivalente <sup>c</sup> (MW)	220	80	135	430	820
Investimento Evitado (R\$ milhões)	440	160	270	860	1730

<sup>a</sup> Não são considerados os salários do pessoal ELETROBRÁS/PROCEL

<sup>b</sup> Estão incluídos recursos RGR, sendo R\$ 20 milhões em 95 e R\$ 40 milhões em 96

<sup>c</sup> Trata-se de usina postergada, cuja construção foi evitada em face da energia total economizada. Esta usina foi obtida considerando-se um fator de capacidade típico de 56% para hidroelétricas e incluindo 15% de perdas médias na T&D para a parcela de conservação de energia

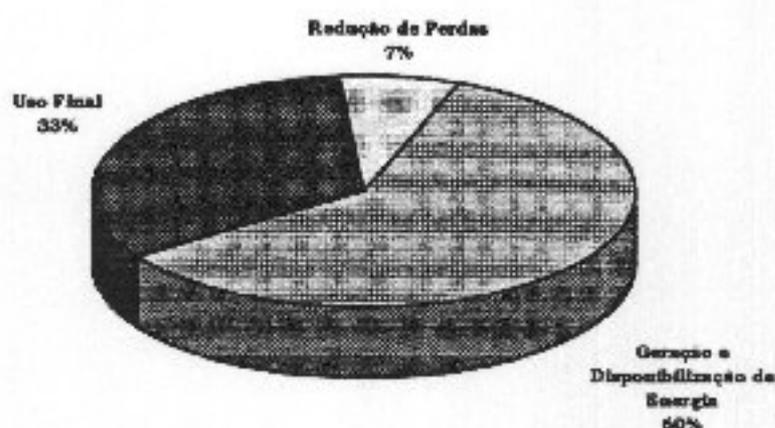
<sup>d</sup> A energia economizada acumulada é calculada levando em conta a vida útil dos projetos

Fonte: PROCEL (1997)

As estimativas de economia de energia elétrica acumulada pelas ações do PROCEL até 1996, equivalem a cerca de 1,4% do consumo anual no Brasil.

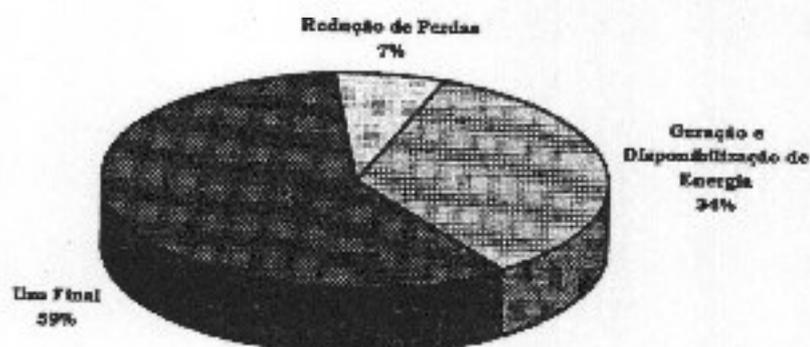
Nas figuras 4.5 e 4.6 são mostrados a estrutura de resultados desagregados por ações de uso final, redução de perdas e geração adicional.

Figura 4.5. Estrutura dos Resultados Globais Decorrentes das Ações em 1996



Fonte: PROCEL (1997)

Figura 4.6. Estrutura dos Resultados Globais Decorrentes das Ações Acumuladas

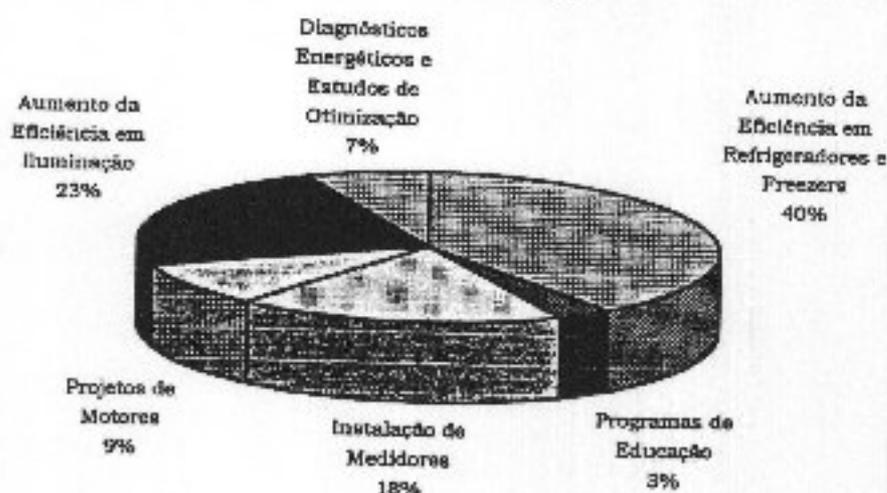


Fonte: PROCEL (1997)

É preocupante notar a crescente importância das ações de eficiência de geração e disponibilização de energia em usinas em detrimento das ações de eficiência de uso final.

Pela figura 4.7 pode ser conhecida a estrutura de resultados desagregados por programas nas áreas de uso final e de redução de perdas em 96.

Figura 4.7. Estrutura dos Resultados Globais Decorrentes das Ações nas Áreas de Uso Final e de Redução de Perdas em 1996



Fonte: PROCEL (1997)

Destaque-se a importância, nos resultados finais, dos programas de iluminação, etiquetagem de geladeiras e de redução de perdas comerciais pela instalação de medidores, sendo que este último representa, basicamente, mais racionalização contábil e financeira do que racionalização de uso da energia, embora o preço real, muitas vezes, induza à racionalização do consumo.

Dentre os vários programas implementados em 1996, podem ser destacados: treinamento e capacitação de mão de obra; obtenção de novos recursos e fortalecimento das Empresas de Serviços Energéticos - ESE's; educação; legislação ( atuação no Congresso Nacional sobre o projeto de Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia

Elétrica); projetos de DSM (Jequitinhonha, Manaus, Fortaleza, Vitória da Conquista); ações desenvolvidas em usinas (UTE Jorge Lacerda, UHE Itaipu, UHE Balbina); aumento da instalação de medidores; tarifa amarela para consumidores residenciais; estudos para redução de perdas em transformadores.

Os estudos de planejamento de longo prazo do PROCEL prevêem cenários de economia de energia elétrica bastante otimistas, conforme mostrado na tabela 4.7., retirada do trabalho de MEDEIROS FILHO (1996).

Tabela 4.7. Cenários de Economia de Energia para 2015 (TWh)

	Consumo de Energia	Perdas (*)	Geração de Energia
Sem Conservação	668,8	17%	782,5
	Conservação no Uso Final		Conservação Global
	75,8		130,2
Com Conservação	593,0	10%	652,3

(\*) em relação ao consumo de energia

Fonte: MEDEIROS FILHO (1996)

O potencial de economia de energia até o ano de 2015, considerado como possível pelos estudos do PROCEL, chega a 130 TWh o que significaria a postergação da expansão na capacidade instalada da ordem de 25.000 MW. São números ambiciosos mas que revelam as enormes possibilidades e necessidades de ações de eficiência energética.

#### 4.2.2. A Questão Sócio-Ambiental

A primeira Lei federal a abordar integralmente a questão do meio ambiente, e não somente a poluição ambiental ou o uso dos recursos naturais, foi a Lei 6938/81 que estabeleceu as bases da Política

Nacional do Meio Ambiente, definindo seus objetivos, fixando instrumentos e atribuindo responsabilidades a diversos órgãos.

O CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente, formado por 79 representantes de órgãos governamentais e ambientais, é o órgão consultivo e deliberativo, possuindo funções regulamentadoras sobre a execução e implementação da Política Nacional do Meio Ambiente. O IBAMA - Instituto Brasileiro do meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis é o órgão executivo responsável, a nível federal, pelos licenciamentos, penalidades, multas e fiscalização.

A Constituição Federal de 1988 consagrou alguns aspectos e disposições da Lei 6938/81, dispondo no seu art.225:

"Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações".

A Constituição de 88 também estabeleceu a exigência de estudo prévio de impacto ambiental, e sua publicidade, para instalação de obra ou atividade causadora de significativa degradação do meio ambiente. Para os aproveitamentos dos recursos hídricos, inclusive projetos hidroelétricos, quando localizados em terras indígenas, ela estabelece que os mesmos só poderão ser implantados com autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades afetadas.

A resolução 001/86 do CONAMA estabeleceu que o licenciamento de empreendimentos modificadores do meio ambiente dependerá da elaboração de Estudo de Impacto Ambiental - EIA e respectivo Relatório de Impacto Ambiental - RIMA, observadas as normas federais, estaduais e municipais, se for o caso. O EIA-RIMA deve ser elaborado por equipe multidisciplinar independente do empreendedor do projeto.

A resolução nº 006/86 do CONAMA estabeleceu as regras gerais de licenciamento ambiental para as obras de grande porte que

impactam o meio ambiente e a resolução nº 006/87 relacionou as fases de planejamento ou execução das usinas hidroelétricas, e usinas termoelétricas, subestações e linhas de transmissão, com os pedidos de licença prévia, de instalação e de operação.

As audiências públicas, regulamentadas pela resolução CONAMA nº 009/887, são obrigatórias quando requeridas por entidade civil, pelo Ministério Público Federal ou Estadual ou por pelo menos cinquenta cidadãos. Elas se constituem na última fase do estudo prévio de impacto ambiental e sua ata e anexos servirão de base, junto com o RIMA, para o parecer final dos órgãos competentes.

Em princípio, a competência para o licenciamento ambiental é do órgão estadual, ou do IBAMA quando o impacto ambiental for de âmbito regional ou nacional. A possibilidade de existirem dúvidas sobre a amplitude do impacto (nacional, regional e estadual) de certos empreendimentos pode dar margem a conflitos e diferentes tratamentos e exigências aos mesmos empreendimentos.

Alguns municípios também legislaram sobre o meio ambiente, amparados em atribuição constitucional, e implantaram estruturas para concessão de licenças ambientais, sendo mais um fator de potenciais divergências e conflitos de competência.<sup>11</sup>

Em 1988, foi criada a COMASE - Comissão de Meio Ambiente do Setor Elétrico, sob orientação da ELETROBRÁS, para estabelecer políticas, diretrizes e metodologias para as questões sócio-ambientais relacionadas à expansão dos sistemas elétricos e fornecer financiamento para as atividades necessárias.

Os impactos sociais e ambientais provocados pelos empreendimentos elétricos estão comentados no item 2.5.2. Entretanto, cabe destacar alguns aspectos ainda não explicitados.

<sup>11</sup> A revisão dos aspectos legais ligados ao meio ambiente apresentada até este ponto, foi extraída de palestra proferida em julho de 97 pela advogada Alacir Borges Schaudt, dentro do "curso de especialização sobre o novo ambiente regulatório, institucional e organizacional do setor elétrico" promovido pelo IEE/USP

No Brasil não existem padrões federais relativos às emissões poluentes de usinas térmicas, existindo alguns estados e municípios que estabeleceram seus próprios padrões de qualidade do ar. Cada usina deverá ser estudada caso a caso, dependendo da localidade em que estiver instalada, com sérios riscos de diferentes tratamentos.

Há uma tendência mundial de crescimento das preocupações e das medidas de controle sobre as emissões relacionadas ao efeito estufa, conforme demonstram recentes estudos patrocinados pelo Banco Mundial. Isto afetará as usinas térmicas que utilizam combustíveis fósseis, e dependendo dos rumos dessas iniciativas, poderá ser favorecido, ou não, o uso da biomassa e, em particular, a cogeração a partir da biomassa.

Em países em desenvolvimento, com problemas de emprego, de miséria e de saúde pública, uma obra hidroelétrica de porte pode ser encarada como polo de desenvolvimento que pode melhorar as condições de vida de muitos, mas pode ser um fator de desagregação social da comunidade local, de ampliação da pobreza, de agravamento das condições de saúde e de desmatamento predatório de uma ampla área nas vizinhanças, se for em região florestal.

Portanto, independentemente das obrigações legais, os estudos integrados e a ampla participação dos atores envolvidos, em especial das populações diretamente atingidas, são fundamentais para a tomada de decisão sobre a construção de hidroelétricas.

A expressão "impactos sócio-ambientais" deve ser tratada com cuidado, pois se as ações sobre o ambiente produzem conseqüências sobre os grupos sociais, as questões diretamente relacionadas às populações atingidas pelos empreendimentos têm um caráter político que não pode ser esquecido: o ser humano não pode ser visto como apenas um subsistema do meio ambiente. E isto é particularmente aplicável às obras hidroelétricas.

Até o final da década de setenta, a questão ambiental não era reconhecida no planejamento da expansão do setor elétrico. Gradualmente, com a discussão internacional sobre o assunto, com a pressão da sociedade e com as leis criadas, a existência dos danos ambientais foi reconhecida pelo setor elétrico, que iniciou uma atuação de mitigação dos efeitos ambientais de suas obras<sup>12</sup>.

A questão dos impactos diretamente sociais foi, nesse período, vista quase como um problema de assistência social e tratada autoritariamente, sob o argumento de que não se podia sustar o progresso trazido pelas hidroelétricas.

Em fins dos anos oitenta, as ações mitigatórias começaram a ser incluídas nos projetos. E no início da década de noventa, alguns empreendimentos foram pensados em articulação com a área de meio ambiente das concessionárias de modo que algumas características técnicas (como cota de reservatório e uso de barragem) fossem definidas no projeto considerando-se a diminuição dos danos sociais e ambientais. Além disso, a obrigatoriedade legal de licenciamento e de audiências públicas, que também atinge as obras de expansão do sistema de transmissão acima de 230 kV, torna o processo mais rigoroso, obrigando a ações mais cuidadosas.

Alguns progressos têm sido feitos pela ELETROBRÁS para cálculo dos custos ambientais dos empreendimentos elétricos. Entretanto, muitos dos impactos sociais e dos impactos ambientais não são quantificáveis monetariamente e a forma dessas externalidades serem incorporadas aos custos dos empreendimentos ainda não está resolvida.

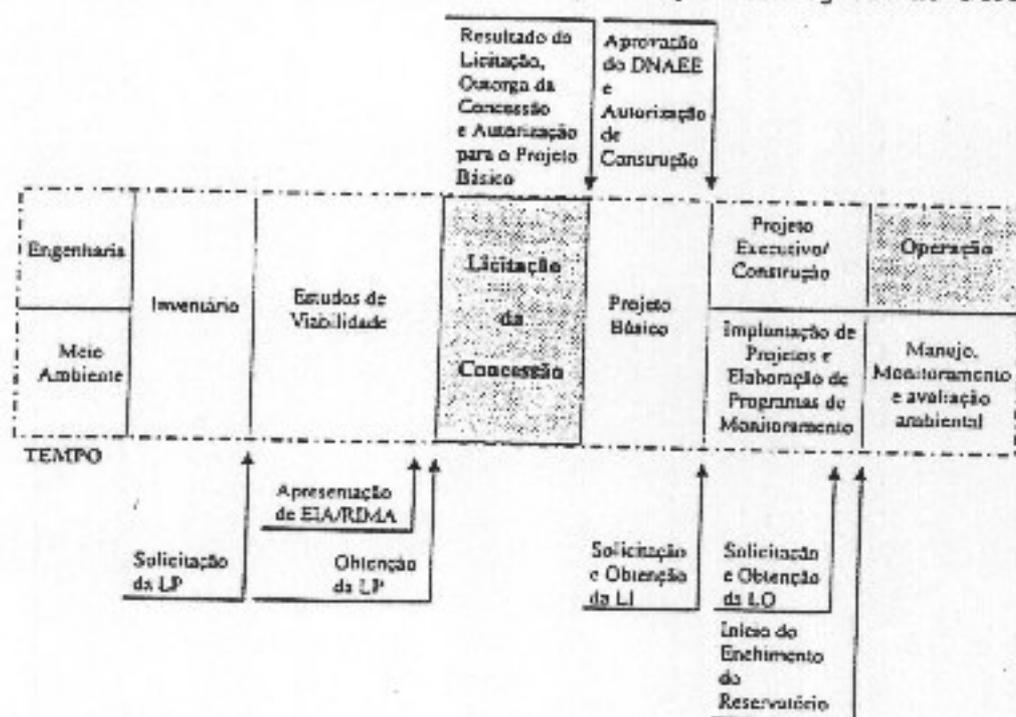
No último plano de expansão de longo prazo, a variável ambiental foi considerada como um percentual de aumento nos investimentos previstos, baseado numa relação com a área inundada e número de habitantes atingidos. Este procedimento é um simplificador e muito

<sup>12</sup> Os gastos das concessionárias com mitigação dos impactos sócio-ambientais tradicionalmente são agregados aos custos de serviço e aceitos pelo DNAEE.

questionável, pois não permite comparação econômica confiável com outros empreendimentos de expansão da oferta.

Aparentemente, o plano decenal 1997-2006, em ELETROBRÁS (1997), na elaboração dos cenários de oferta, apenas considera a "viabilidade ambiental" dos empreendimentos, pela obtenção das licenças ambientais definidas na legislação (LP- prévia, LI- de instalação e LO- de operação) e pelo equacionamento das ações sócio-ambientais, conforme mostrado na figura 4.8.

Figura 4.8. Requisitos Legais para a Implantação de Projetos de Geração



Fonte: ELETROBRÁS - Plano Decenal de Expansão 1997-2006

Este tipo de abordagem atende ao prescrito na legislação ambiental existente mas não contribui para o estabelecimento de um conjunto alternativo de recursos que possa conduzir a custos mínimos para a sociedade.

Pela sistemática mostrada na figura 4.8., o EIA-RIMA deve estar aprovado e o licenciamento prévio concedido para que a licitação de concessão seja realizada. Não está claro quem arcará com o custo dos

estudos ambientais, como estes estarão relacionados com os planos de expansão (principalmente para as usinas hidroelétricas) e como serão realizadas as inspeções para a verificação do atendimento às recomendações fixadas nos licenciamentos.

### 4.3. Aspectos Relevantes

#### 4.3.1. Planejamento da Expansão

A coordenação dos estudos para o planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro é realizada por órgãos colegiados supervisionados pela ELETROBRÁS.

O Grupo de Coordenação de Planejamento do Sistema - GCPS, responsável pelo planejamento da expansão da geração e da transmissão, é formado por uma comissão diretora, um secretário executivo (indicado pela ELETROBRÁS), comissões técnicas e grupos de trabalho, com oriundos das concessionárias e da própria ELETROBRÁS, permitindo uma contínua troca de conhecimentos técnicos.

Dadas as características peculiares do sistema gerador do Brasil e o longo prazo de maturação dos projetos, os estudos de expansão são bastante complexos e envolvem o uso de variadas técnicas analíticas e de diversos programas computacionais. Segundo FORTUNATO et al. (1990) são realizados três tipos de estudos:

- estudos de longo prazo: com um horizonte de até 30 anos, objetivando-se otimizar a distribuição dos recursos energéticos primários para diferentes cenários de crescimento do consumo, de desenvolvimento tecnológico e de custo de geração e onde se estabelece um programa de inventário das bacias hidrográficas. São estudos realizados a cada 5 anos.

- estudos de médio prazo: com um horizonte de 15 anos, são destinados a estabelecer datas referenciais para a entrada em operação de novas usinas e a estimar os recursos financeiros necessários; são realizados os estudos de viabilidade técnico-econômica das usinas dentro de critérios de garantia da qualidade e mínimo custo. A periodicidade é de 2 a 3 anos.
- estudos de curto prazo: com um horizonte de 10 anos, são apresentadas as decisões relativas à expansão da geração e transmissão, levando em conta os aspectos físico-financeiros dos projetos e de possíveis modificações conjunturais. São também calculados os custos marginais de expansão (custo marginal de longo prazo) e sua periodicidade é anual.

Durante o governo militar, a grande centralização econômica e política federal e a liquidez do mercado internacional de capitais propiciaram condições para que fossem planejados e iniciados grandes projetos de geração e transmissão. Com a crise do sistema financeiro internacional dos anos oitenta e decorrente alta dos juros, esses empreendimentos tornaram-se verdadeiros desastres financeiros, agravados pela má gestão. Várias concessionárias foram colocadas em situação extremamente difícil, com grandes obras iniciadas, demanda menor que a prevista e redução das tarifas.

Na década de oitenta, as previsões do planejamento da expansão distanciaram-se constantemente do consumo real verificado. Esta série continuada de discrepâncias provocou permanentes revisões de prioridades e estratégias e colocou em debate a própria estrutura do planejamento elétrico do País.

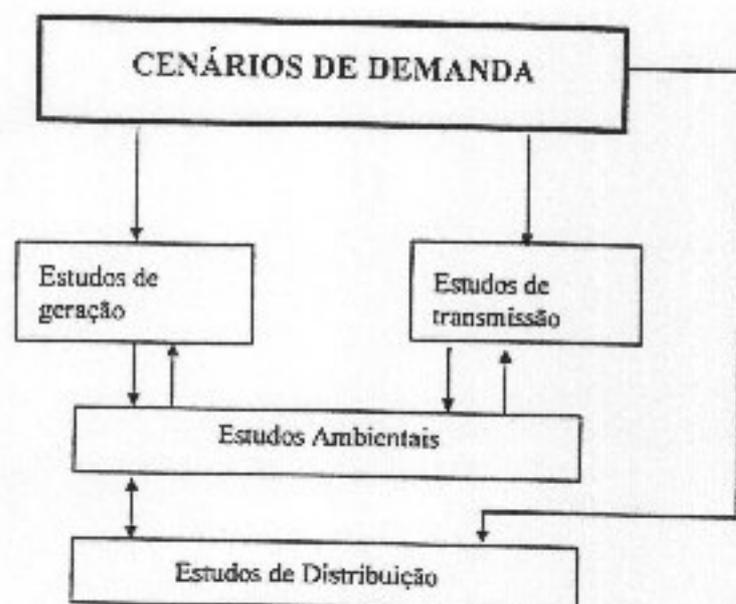
Até o final da década de oitenta, o planejamento obedecia o critério de energia firme, isto é, o sistema deveria atender, sem déficits, as cargas máximas previstas, mesmo no caso de se repetir a pior seqüência de afluências hidráulicas nos reservatórios.

Como a quase totalidade dos projetos de expansão era hidroelétrica, com exigência de altos investimentos para manter o

critério determinístico, na década de noventa estão sendo adotados critérios menos conservadores, definindo-se a probabilidade de déficit, embora ainda não esteja clara a forma de aplicação deste critério: o atual índice de probabilidade de déficit igual a 5% se refere à magnitude ou à duração?

De acordo com o plano de longo prazo 1993-2015, ELETROBRÁS (1994), o processo de planejamento pode ser sintetizado como mostrado na figura 4.9.

Figura 4.9. Processo de Planejamento da Expansão



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

Construídos os cenários de demanda, o plano de expansão da geração é realizado em conjunto com a transmissão, influenciados pelos estudos ambientais, buscando um programa de obras que minimize os investimentos necessários. Os estudos de distribuição são levados em conta nas análises de curto prazo.

A metodologia utilizada para a da projeção da demanda futura é baseada na construção de cenários macroeconômicos, partindo das tendências percebidas no passado e considerando o crescimento do PIB e a evolução dos preços dos energéticos.

A conservação de energia é considerada na elaboração dos cenários pelas perspectivas de melhoria da eficiência de uso dos equipamentos e processos e de utilização de novos equipamentos e processos que prestem os serviços com menor gasto energético.

As projeções de economia de energia são realizadas pelo PROCEL, utilizando índices de penetração de tecnologias mais eficientes disponíveis por setores de consumo e por regiões<sup>13</sup>. Uma análise com a metodologia baseada nos usos finais ainda não é realizada, desprezando-se os aspectos de posse e hábitos de consumo.

Realizada a projeção da demanda, são avaliadas e definidas as obras de geração e transmissão de maior viabilidade financeira que produzam energia elétrica e a entreguem ao consumo com qualidade e dentro do critério probabilístico de déficit igual a 5%.

A partir do Plano Decenal de Expansão 1997-2006, o planejamento do GCPS passou a ter caráter indicativo, no novo contexto institucional do setor elétrico

Como discutido em SANTOS (1997), não era dada grande importância aos riscos associados aos altos custos das novas usinas, aos problemas ambientais trazidos pela expansão do suprimento energético, à possibilidade de participação no processo de outros atores, a possíveis mudanças legais, às fontes alternativas e descentralizadas e à elaboração de um melhor conjunto de recursos de oferta e demanda que atendessem às necessidades de serviços energéticos com o mínimo custo do ciclo de vida para a sociedade.

<sup>13</sup> Em SANTOS (1997) podem ser encontrados maiores detalhes sobre os cenários de economia de energia elétrica elaborados pelo PROCEL.

As pressões políticas, como já comentado anteriormente, tanto por parte de governantes como de grupos de interesses econômicos e políticos, também influenciaram nas prioridades e nas decisões para início dos investimentos na expansão do sistema elétrico

#### 4.3.2. Políticas Tarifárias

O Código de Águas de 1934 definiu uma metodologia básica para a fixação das tarifas de energia elétrica, que previa pagamentos em moeda corrente baseados no custo dos serviços com uma taxa de retorno garantida. Este critério básico permaneceu por longo período com algumas variantes e complementações. Em 1955 foram estabelecidas tarifas reduzidas para consumidores de baixa renda e, em 1968, a estrutura tarifária estabeleceu diferenciais para classes de consumidores.

Com o Decreto 1383 de 26/12/74, foi introduzida a chamada tarifa equalizada, isto é, a uniformização tarifária em todo o país para classes semelhantes de consumidores. A razoabilidade dos investimentos de cada concessionária como componente do custo deveria ser atestada pelo órgão regulador e foi estabelecido uma espécie de custo médio dos serviços e criada uma câmara de compensação para garantir a taxa de retorno do capital investido entre 10 e 12%, a critério do poder concedente<sup>14</sup>.

Foi criada a RGR - Reserva Geral de Reversão, que deveria prover pagamentos mensais a todas as concessionárias de um valor baseado no total não depreciado dos investimentos reversíveis. O Decreto também ampliou o uso dos recursos da RGG - Reserva global de

<sup>14</sup> ITAIPU está fora deste sistema por força de acordo internacional com o Paraguai, sendo sua tarifa formada pelo custo do serviço da dívida mais as despesas operacionais, sem considerar o valor dos ativos. É uma espécie de tarifa pelo passivo.

Garantia<sup>15</sup>, previstos para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

Na prática, anualmente as concessionárias deveriam depositar em um fundo, administrado pela ELETROBRÁS, 5% do valor dos investimentos, sendo 2% para a RGG e 3% para a RGR. O valor depositado era considerado como componente do custo do serviço.

A diferença entre a remuneração efetivamente recebida e a remuneração garantida legalmente seria contabilizada e registrada como crédito de cada concessionária na CRC - Conta de Resultados a Compensar, onde diversas concessionárias acumularam créditos de grande monta.

Entretanto, a última palavra sobre o valor das tarifas era dada pelo Ministério da Fazenda que, repetidamente, conteve os reajustes tarifários como elemento de política macroeconômica para o combate à inflação. Foram tentados processos de recuperações tarifárias que, nem bem iniciados, eram revertidos em nome da diminuição das expectativas inflacionárias ou abortados por choques econômicos.

Esta prática, que durou longos anos, provocou taxas de remuneração dos investimentos muito abaixo do limite legal e uma carência de recursos que contribuiu para fragilizar a situação financeira de muitas concessionárias. Além disso, a correção monetária dos ativos passou a ser fixada abaixo da inflação, diminuindo o valor dos bens imobilizados.

De acordo com ELETROBRÁS (1997), a tarifa média aos consumidores finais atingiu seu menor valor em 1993, da ordem de US\$ 36/MWh, provocando na CRC um total de créditos acumulados para as concessionárias da ordem de US\$ 24 bilhões, nesse mesmo ano.

O sistema de tarifas equalizadas procurava estabelecer um ambiente econômico favorável ao desenvolvimento mais equilibrado das

<sup>15</sup> A RGG foi posteriormente substituída pela RENCOR - Reserva Nacional de Compensação da Remuneração).

várias regiões do País, mas teve um efeito perverso não contrabalançado por nenhuma ação efetiva: estimulou a ineficiência produtiva das empresas, pois chegou a penalizar, pela transferência de recursos, as empresas mais eficientes e de menor custo.

Por outro lado, o reduzido nível tarifário, os diferenciais de preços favoráveis aos consumidores não residenciais, particularmente os eletro-intensivos, propiciaram uma transferência de renda da população em geral para alguns setores sociais, incluindo aqueles pertencentes à parcela mais integrada e globalizada do País, cuja eficiência empresarial deveria ser estimulada por tarifas mais próximas ao seu real valor econômico.

A uniformização tarifária no Brasil foi extinta em 1993, pela Lei 8631 de 04/03/93, regulamentada pelo Decreto 774 de 18/03/94, que manteve o critério de custo do serviço, onde cada empresa propõe sua própria tarifa que é avaliada e aprovada pelo DNAEE, com previsão de reajustes baseados em fórmulas paramétricas que incorporam 18 itens de custo.

A garantia legal de remuneração deixou de existir e a fixação da estrutura tarifária passou para as concessionárias, o que deu às distribuidoras estaduais um maior poder sobre as tarifas.

A CRC foi extinta e os créditos de cada concessionária transformados em títulos mobiliários emitidos pelo Governo Federal. A RENCOR e correspondentes transferências também foram extintas. Para atenuar os impactos do fim da equalização tarifária nos sistemas isolados, manteve a CCC - Conta de Consumo de Combustíveis e ampliou o seu rateio para todas as concessionárias conectadas aos subsistemas interligados.

A RGR foi reeditada com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhorias dos serviços públicos de energia elétrica. As quotas anuais corresponderiam a 3% do capital de investimento das concessionárias, limitadas a 12% da sua receita

anual<sup>16</sup>. Parte da RGR financiaria as atividades de regulação do DNAEE. Destaque-se que os recursos estimados da RGR não seriam suficientes para financiar os empreendimentos previstos para a expansão do sistema elétrico planejada pela ELETROBRÁS.

A aplicação da fórmula paramétrica para os reajustes tarifárias só seria realizada para as concessionárias que não estivessem inadimplentes com a RGR e a CCC. Entretanto, a aplicação dos reajustes foi impedida pelo Plano Real que congelou as tarifas a partir de junho de 94, e que só voltaram a ser corrigidas em novembro de 95, com critérios bem distintos.

Como a Lei de concessões de 1995, foi definido o critério de tarifa pelo preço. Entretanto, até o momento existem indefinições e algumas inconsistências sobre o regime tarifário do sistema elétrico brasileiro.

#### 4.3.3. Aspectos Institucionais e de Comercialização

O setor elétrico brasileiro tem sido pouco transparente para a sociedade. Em particular, até o início dos anos 90, a participação do público era praticamente inexistente. Os pequenos e médios consumidores, os atingidos pelos empreendimentos elétricos, os ambientalistas, os conservacionistas, os técnicos e acadêmicos não ligados às concessionárias não encontravam espaço para representar seus interesse e/ou apresentar suas idéias e propostas.

O governo federal, a ELETROBRÁS, as principais concessionárias federais e estaduais, seus quadros técnicos, e os interesses de alguns atores (agentes financeiros nacionais e internacionais, fabricantes de equipamentos, empresas construtoras e empresas de consultoria)

<sup>16</sup> Posteriormente estes valores foram reduzidos para 2,5% dos investimentos até o limite de 3% da receita anual das concessionárias.

prevaleciam na orientação geral e na formulação de políticas governamentais

A despeito de vários Ministérios (Fazenda, Justiça, Planejamento, Meio Ambiente) influírem e, as vezes, determinarem determinados aspectos do setor elétrico, o DNAEE era o principal órgão regulador do sistema mas, conforme comentado anteriormente, sempre esteve pouco aparelhado para desempenhar suas complexas atribuições.

Além de numericamente restrito, o quadro técnico e gerencial do DNAEE é, em boa parte, "emprestado" pela ELETROBRÁS e pelas concessionárias. Seus reduzidos recursos impediam a realização de todas as inspeções necessárias e dificultavam suas análises técnico-econômicas. É sabido que algumas de suas tarefas técnicas foram assumidas pela própria ELETROBRÁS.

A forma organizacional do sistema elétrico brasileiro, sua regulação, e suas relações com os poderes executivos federal e estaduais, comentadas em linhas gerais no item 4.1.2., resultaram em vários e prolongados conflitos intrasetoriais, e não propiciaram uma ação integrada com os outros recursos energéticos do país.

Muitos dos conflitos de funções entre ELETROBRÁS e DNAEE acabaram se resolvendo pelo fortalecimento da primeira. No campo das concessões da geração e da transmissão ocorreram conflitos entre subsidiárias da ELETROBRÁS e as grandes concessionárias integradas dos Estados que, pelo seu potencial técnico-econômico, por razões estratégicas dos governos estaduais e muitas vezes estimuladas por interesses corporativos e de grupos econômicos, procuravam ampliar suas áreas de atuação disputando espaço com as supridoras regionais.

Os fundos de reversão e de compensação das tarifas equalizadas foram palco de disputas entre a supervisora (ELETROBRÁS) e as concessionárias e entre as empresas recolhedoras e as receptoras.

As empresas distribuidoras, até pouco tempo atrás, obtinham o suprimento de energia elétrica de três origens básicas:

- a) de usinas geradoras próprias com concessões outorgadas pelo DNAEE;
- b) de ITAIPU a um preço estabelecido em dólares (obrigadas por Lei no caso das distribuidoras das regiões sul e sudeste);
- c) até 1993, da subsidiária de geração regional da ELETROBRÁS (algumas quantidades adicionais de energia);

Os conflitos políticos aprofundaram-se com uma aguda disputa pela apropriação de rendas dentro do setor elétrico. A fraqueza do poder executivo federal e a ausência de uma hegemonia política fragilizavam o poder regulador e fiscalizador sobre as concessões dos serviços elétricos.

Com o consumo real menor do que o previsto, as concessionárias que haviam iniciado grandes obras de geração e se comprometido com volumosos empréstimos internacionais (obtidos para melhorar a balança de pagamentos do país) foram obrigadas a paralisá-las ou mantê-las em ritmo lento, arcando com incrível aumento de sua dívida, inflada pela disparada dos juros internacionais. É o caso da Usina Porto Primavera da CESP, cujas obras iniciadas em fins dos anos 70 ainda hoje não estão concluídas. Os "custos irrecuperáveis" oriundos desses empreendimentos são extremamente elevados e teme-se que sejam simplesmente absorvidos pelos governos, onerando toda a sociedade brasileira.

A partir de meados da década de 80, com a queda acentuada das tarifas de fornecimento e com a nova força política dos Estados surgida com a abertura política do país, as concessionárias estaduais, cujo volume de crédito na CRC crescia rapidamente, passaram a não honrar seus compromissos. Segundo GREINER (1994), a seqüência de inadimplência iniciou-se pelo não recolhimento das quotas da RGG/RENCOR, da RGR e, em seguida o não pagamento da energia de

suprimento e dos fornecedores e, por último, o serviço da dívida que acabou por ser assumido pelo avalista, o Tesouro Nacional.

Este quadro de quase insolvência das concessionárias e de agudos conflitos intrasetoriais, foi agravado pelo fim da isenção fiscal e pela extinção, definida pela Constituição de 1988, do IUEE - Imposto Único sobre Energia Elétrica que, transformado em ICMS, deixou de se constituir em fonte de recursos para o setor elétrico.

Esta situação começou a ser revertida com a Lei 8631 e o decreto 774, já citados, que eliminou a equalização tarifária e a remuneração garantida, mas abriu espaço para a recuperação tarifária e para um encontro geral de contas dentro do setor.

É importante notar que a Lei 8631 introduziu a obrigatoriedade do estabelecimento de contratos de compra e venda de energia elétrica entre as supridoras e as distribuidoras como condição para a aprovação das tarifas. Também foram previstas garantias para os pagamentos contratuais que permitem ações judiciais, antes impraticáveis pela inexistência de contratos comerciais, e até apropriação das receitas em caso de inadimplência.

A partir do disposto na Lei 8631 e refletindo os cuidados econômico-financeiros das distribuidoras, o primeiro conjunto de contratos de suprimento revelou uma diminuição dos valores previstos para consumo, da ordem de 90% em média, segundo HOFFMANN (1996), o que criou uma sobra "artificial" de energia firme.

Esta "sobra" de energia firme foi comercializada com tarifas reduzidas, permitindo que algumas distribuidoras, com grandes consumidores de energia, se apropriassem dessa renda excedente derivada das tarifas otimizadas, sob a alegação de que os grandes consumidores tenderiam a não mais contratar energia firme. Entretanto, com o decorrer do tempo, parece haver uma adesão mais acentuada ao mercado de energia firme, com apenas algumas exceções.

Outra novidade trazida pela Lei 8631 foi a determinação de criação pelas concessionárias distribuidoras de:

"Conselhos de Consumidores, de caráter consultivo, composto por igual número de representantes das principais classes tarifárias, voltado para orientação, análise e avaliação das questões ligadas ao fornecimento, tarifas e adequação dos serviços prestados ao consumidor final".

Tanto a Lei 8631 como o decreto 773 que a regulamenta, não estabelecem as relações entre estes conselhos, as empresas e os agentes reguladores, e nem penalidades sobre o não cumprimento da disposição legal.

A prática destes Conselhos de Consumidores revelou que sua concepção foi inconsistente e que está muito distante de significar um canal de representação efetiva dos consumidores dentro do sistema elétrico brasileiro.

#### 4.3.3. As Motivações para a Reestruturação

No final dos anos 80, a confusa situação político-econômica do país aprofundou o debate sobre a crise do papel do Estado e, dentro desta, a crise do setor energético.

O próprio setor elétrico tomou iniciativas para diagnosticar e propor novos caminhos com o amplo processo de debates liderado pela Comissão REVISE (Revisão Institucional do Setor Elétrico), que produziu alentado estudo mas esbarrou nos conflitos intrasetoriais e na pouca participação da sociedade, gerando recomendações atenuadas e sem força política para implementação.

Apesar de ser extremamente difundida a idéia de que havia consenso no diagnóstico sobre as crises, isto não é tão evidente quando se avaliam as alterações ocorridas nos últimos anos, a situação atual e

as perspectivas futuras da regulação do sistema, que serão comentadas no próximo capítulo à luz da experiência americana com o PIR.

Certamente existiam muitos sinais e indicadores de que medidas deveriam ser tomadas. Como visto anteriormente, havia dificuldades na oferta e na eficiência de uso da energia elétrica, os impactos sócio-ambientais não eram adequadamente considerados, as tarifas reduzidas não garantiam a saúde econômico-financeira das concessionárias, cresciam conflitos e disputas pela apropriação das rendas, o arranjo regulatório estava fragilizado, e não existia controle social.

Por outro lado, as razões de caráter econômico geral traziam novas motivações para o "pensar" sobre a reestruturação do sistema elétrico brasileiro. A erosão do conceito de monopólio natural na geração, o surgimento dos produtores independentes de energia e a introdução de mecanismos concorrenciais nos outros elos da cadeia da indústria de energia elétrica, conforme BAJAY; CARVALHO (1997), representaram motivações econômicas muito citadas mas, na realidade, não dominantes no Brasil, onde são mais decisivos os debates sobre os aspectos financeiros e políticos.

De acordo com DE OLIVEIRA (1997), as questões relativas à dificuldade de financiamento da expansão e à ineficiência das concessionárias estatais, têm dominado esses debates e colocado em segundo plano a questão da eficiência econômica estrutural e alocativa. Para ele, esta é uma posição equivocada, pois coloca a privatização das estatais elétricas como capaz de resolver todos os problemas do setor elétrico, pela atração dos capitais privados, inclusive os internacionais, e pela sua maior eficiência empresarial, em prejuízo dos esforços direcionados a colocar a Indústria de Energia Elétrica Brasileira numa nova trajetória de desenvolvimento.

Segundo SAUER (1995), após os acertos de contas decorrentes da Lei 8631, a remuneração tarifária entre 10% a 12% dos ativos do setor

elétrico<sup>17</sup>, poderia gerar recursos da ordem de 6 a 7 bilhões de dólares anuais, suficientes para garantir os recursos para a expansão do sistema, estimados em 5 a 6 bilhões de dólares anuais.

A complementação térmica, a descentralização das fontes de energia, os incentivos à cogeração, os programas de racionalização do uso final da energia e outros critérios de planejamento e estímulos regulatórios característicos do Planejamento Integrado de Recursos poderiam reduzir ainda mais o volume de recursos requeridos para a expansão do sistema.

Tem sido usual afirmar que as concessionárias estatais enfrentaram problemas de ingerências governamentais e de grupos particulares com práticas clientelistas e fisiológicas. Elas têm pouca autonomia administrativa, sua eficiência foi pouco exigida pelos governos e foram utilizadas como agentes de políticas públicas sociais e de desenvolvimento econômico.

Entretanto não se pode confundir ações para a melhoria da eficiência produtiva das empresas, como dirigentes profissionalizados, transparência, controle de gestão, regulação tarifária adequada, iniciativas para superar os "gargalos" financeiros (securitização dos recebíveis, engenharia financeira dos projetos, etc.) e até mesmo mudança de propriedade, com a escala ótima da empresa e os problemas de apropriação das rendas.

Outro elemento de influência no setor elétrico é representado pelas mudanças em curso em todo o mundo e nos fortes interesses que as determinam. Vários países adotaram a desverticalização das empresas elétricas e a competição, como motores da reforma sem levar na devida conta a ampliação do atendimento e os menores custos

<sup>17</sup> Pelas informações do DNABE, os ativos em serviço em 1994, eram da ordem de 90 bilhões de dólares e o patrimônio líquido das empresas da ordem de 60 bilhões de dólares. Apesar de não existir o princípio da remuneração garantida, SAUER (1995) lembra que abaixo de níveis tarifários que propiciem uma remuneração daquele nível, nenhum investidor privado entraria no negócio, e não há porquê discriminar o capital das estatais.

globais para a sociedade, que deveriam ser elementos de preocupações básicas para as nações em desenvolvimento.

As diretrizes dos organismos financeiros internacionais são um fator político de grande influência, revelado em muitas propostas de reestruturação. A publicação BANCO MUNDIAL (1993) apresenta diretrizes para os setores de eletricidade dos países em desenvolvimento, propondo direcionamento dos esforços para maximizar a competição, de modo que as forças de mercado joguem o papel principal nos investimentos, operação e formação de preços.

Os princípios que orientam o apoio do Banco Mundial nos processos de reestruturação podem ser sintetizados nos seguintes tópicos:

- estabelecimento de um marco legal claro e de um sistema regulatório transparente e independente que induzam confiança aos investidores;
- importação de diversos serviços que aumentem a eficiência de países menos desenvolvidos;
- apoio à orientação comercial e à organização empresarial com a participação do setor privado;
- financiamentos aos países comprometidos com os princípios anteriores;
- fomento aos investimentos privados no setor;

Segundo SAUER (1995), estes princípios não podem ser entendidos de forma dissociada de certas características do atual contexto mundial: capacidade ociosa na produção de equipamentos e serviços; disponibilidades financeiras; ótimas oportunidades de bons negócios em ambientes favoráveis às privatizações.

Enquanto avança o processo de privatização e algumas leis já modificaram várias características do setor elétrico, o novo modelo estrutural para o setor elétrico ainda não está totalmente formulado e o sistema regulatório carece de definições mais precisas.

## Capítulo 5- PERSPECTIVAS REGULATÓRIAS E OS ELEMENTOS DO PIR

### 5.1. Recente Legislação e Proposta de Reestruturação

#### 5.1.1. A Constituição e a Lei das Concessões

Por mais de seis décadas o disciplinamento básico dos serviços de energia elétrica no Brasil foi realizado pelo Código de Águas (Decreto 24643 de 10/07/34). Durante esse período foram editadas centenas de portarias e decretos e algumas leis que regulamentaram aspectos específicos da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Só recentemente o Código sofreu alterações profundas embora, conforme GIRARDI (1997), alguns de seus dispositivos continuem em pleno vigor.

Em 1988 o país iniciou um novo - e espera-se longo - período sob a vigência de uma nova Constituição Federal. Em seu artigo 175 ela estabelece:

"Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos."

De acordo com o artigo 21, inciso XII, da Constituição, compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água em articulação com os Estados onde se situam os potenciais energéticos. Conforme o artigo 22, inciso IV, a União tem a competência para legislar sobre energia e, em seu § único, admite que lei complementar autorize os Estados a legislar sobre questões específicas relacionadas a várias matérias, incluindo a de energia.

Estas disposições constitucionais têm profundas implicações para todo o sistema elétrico brasileiro: extinguem a anterior prática de concessões de serviços públicos, incluindo a do setor elétrico<sup>1</sup>, e têm provocado uma grande transformação nos procedimentos e exigido diversos instrumentos legais complementares para licitação, contratação, controle e regulação desses serviços públicos.

De acordo com muitos analistas, as novas determinações constitucionais colocam em questão o modelo empresarial centrado em estatais e estimulam a participação da iniciativa privada tanto como concessionária quanto como produtora independente ou autoprodutora.

Depois de uma longa tramitação parlamentar, foi aprovada em fevereiro de 1995 a Lei 8987, a chamada Lei das Concessões, que regulamenta o artigo 175 da Constituição brasileira, dispondo sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Em seu artigo 2, inciso II, é estabelecido:

“Concessão de serviço público: a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para o seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado”.

Além desta e de outras definições conceituais, a Lei das Concessões dispõe sobre vários aspectos da matéria, podendo ser destacados:

- o serviço adequado é caracterizado como aquele que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia em sua prestação e modicidade das tarifas;
- são admitidas receitas alternativas e de projetos associados desde que previstas no edital de licitação; é também permitido a subconcessão e a transferência de concessão;

<sup>1</sup> O Código de Águas, conforme HOFFMAN (1996), também previa a licitação de concessão quando não houvesse requerente idôneo e na eventualidade de mercado sem suprimento ou encampação, reversão ou caducidade da concessão.

- os direitos e obrigações dos usuários envolvem a liberdade de escolha do prestador do serviço e o acesso a informações e possibilidades de alguma atuação na fiscalização. Embora não esteja definido o alcance e a forma desta atuação, cabe ao poder concedente estimular a formação de associações de usuários para a defesa de seus interesses;
- a fiscalização dos serviços será realizada por órgão técnico do poder concedente ou por entidade por ele credenciada, com acesso aos dados relativos à administração, contabilidade, recursos técnicos, econômicos e financeiros da concessionária;
- o poder concedente pode aplicar penalidades às concessionárias que não cumprirem suas obrigações contratuais e regulamentares, sendo prevista a intervenção administrativa e a extinção da concessão, inclusive pela encampação do serviço pelo interesse público e pela caducidade da concessão por serviço inadequado ou deficiente;
- são também incumbências do poder concedente estimular o aumento da qualidade e da produtividade, a conservação, a preservação do meio ambiente e o incentivo à competitividade;
- o julgamento das ofertas na licitação poderá ser realizado por tarifa mais baixa aos usuários, ou pela taxa mais alta de concessão ou pela combinação das duas formas;
- as tarifas são definidas pelo preço da oferta na licitação, sendo previstos reajustes, inclusive para manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato;

A tramitação da Lei das Concessões no Congresso exigiu um longo processo de negociação, pois interferia em muitas concessões existentes que haviam sido anteriormente outorgadas por decreto ou portaria, não estando sujeitas a contrato formal. Para possibilitar a aprovação da Lei foi editada Medida Provisória definindo normas para a prorrogação das atuais concessões.

### 5.1.2. Leis para o Setor Elétrico

No Congresso Nacional, o sistema elétrico brasileiro tem sido intensamente discutido desde o início dos anos 90, através da Comissão de Minas e Energia da Câmara Federal e da Subcomissão de Energia do Senado. Vários segmentos da sociedade foram ouvidos, audiências públicas foram realizadas e uma minuta de um abrangente Projeto de Lei foi elaborada, embora este intenso trabalho tenha sido atropelado por um novo quadro político e outros dispositivos legais.

A Lei 8631 (já comentada no capítulo anterior), de iniciativa do executivo e aprovada pelo Congresso Nacional em 1993, junto com o Decreto 774/94 que a regulamentou, representou um marco legal de grande importância para o processo de reorganização do setor elétrico. Foi viabilizado o encontro geral de contas dentro do setor, tornando possível o equilíbrio financeiro da maior parte das concessionárias de energia elétrica e tornaram-se obrigatórios os contratos de suprimento. Foi também implantada uma nova política tarifária, que trouxe de volta as tarifas desqualizadas e extinguiu a remuneração legal garantida.

Em 1993 a reorganização do setor elétrico foi implementada também por outros instrumentos legais. O Decreto 915 de 06/09/93, editado com base do Código de Águas, buscava atrair o capital privado para os investimentos no setor elétrico através de regulamentação específica, e favorável, da formação de consórcios entre concessionárias e autoprodutores visando o aproveitamento dos recursos hídricos<sup>2</sup>. Este Decreto foi, posteriormente, revogado pelo de número 2003/96, que regulamentou a produção independente de energia elétrica.

Pelo Decreto 1009, de 22/12/93, foi criado o SINTREL - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica, com o objetivo de permitir o livre acesso dos diversos agentes produtores de energia (inclusive os

<sup>2</sup> Um exemplo de resultado deste Decreto foi a formação de consórcio para a conclusão da hidrelétrica de Itá, no sul do país.

independentes) ao sistema de transmissão, além de proporcionar condições para um ambiente competitivo no mercado de geração, estimulando inclusive a desverticalização empresarial.

O SINTREL foi constituído - meio a grandes divergências dentro do setor elétrico - como uma espécie de malha cooperativa, envolvendo, num primeiro momento, as subsidiárias da ELETROBRÁS, mas estando aberto à participação de outras empresas. Existiam grandes desconfianças com relação ao SINTREL, pois sua criação poderia ser uma etapa para forçar a desagregação da geração e da transmissão (desverticalização) de uma forma que desmantelasse as atuais supridoras controladas pela ELETROBRÁS. A metodologia tarifária para a transmissão foi motivo de grande polêmica e ainda hoje é uma questão não adequadamente resolvida.

Como mencionado no item anterior, o Governo Federal editou Medida Provisória para viabilizar a aprovação da Lei das Concessões. Como fruto dos acordos realizados, esta MP foi convertida na Lei 9074 de 07/07/95, que teve como motivação básica a prorrogação das concessões existentes, mas dispôs sobre várias matérias complementares e estabeleceu regras específicas para o setor elétrico, das quais podem ser destacadas:

- foram prorrogadas as atuais concessões de geração elétrica por até 35 anos e as de distribuição por até 20 anos, respeitadas certas condições;
- foram definidos os prazos de novas concessões, permissões e autorizações dos serviços de energia elétrica e facultada a cobrança, em favor da União, pelo uso do potencial hídrico (esta cobrança tornou-se obrigatória pela Lei 9427, de 26/12/96);
- foram definidos os limites de potência para as usinas hidroelétricas e para as térmicas, que deverão ser objeto de concessão via licitação ou via autorização;
- foi criada a figura do produtor independente de energia elétrica com regras específicas de controle e de comercialização de energia,

ampliando as opções de compra dos grandes consumidores e instituindo o livre acesso ao sistema de transmissão;

- foram estabelecidas distinções entre as instalações de transmissão: rede básica de transmissão, rede da concessionária de distribuição e rede de interesse exclusivo das centrais geradoras;
- foram criadas as condições legais para a reestruturação e privatização dos serviços públicos;
- foi condicionada a estipulação de novos benefícios tarifários pelo poder concedente à previsão, em Lei, da origem dos recursos ou da simultânea revisão da estrutura tarifária do concessionário ou permissionário, de forma a preservar o equilíbrio financeiro do contrato;
- foi autorizado o poder concedente a credenciar, mediante convênios de cooperação, os Estados e Distrito Federal para a realização de atividades complementares de fiscalização e controle dos serviços públicos prestados em seu território;

O Decreto 2003 de 10/09/96 regulamentou alguns aspectos da Lei 9074 e, em particular, a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor. Note-se algumas disposições:

- o órgão regulador do setor elétrico pode autorizar empresas a realizar os estudos técnicos para o aproveitamento ótimo dos recursos hídricos, inclusive os estudos de impacto ambiental, cabendo ao vencedor da licitação (que pode ser a própria empresa realizadora dos estudos) o ressarcimento dos custos; não são definidos critérios para a avaliação da qualidade e responsabilidade sobre os estudos;
- são estabelecidas penalidades de advertência e multa para o não cumprimento das leis e regulamentos e das instruções do órgão regulador;
- os produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica devem recolher os seguintes encargos: compensação financeira pelo uso do potencial hídrico, taxa de fiscalização e contribuição para a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;

É importante frisar que esse conjunto de leis e decretos prevê como concessionário de geração de energia elétrica para o serviço

público, estatal ou privado, o vencedor de licitação cujo preço determinará a tarifa e como produtor independente a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que recebam autorização ou concessão de uso de bem público para gerar energia elétrica e comercializá-la, no todo ou em parte, por sua conta e risco, regulado basicamente pelas forças de mercado.

A tabela 5.1. ilustra o conjunto de tipos, destinos e potência do processo de concessões e autorizações oriundos dessa legislação e da Lei 9427, que será comentada no próximo item:

Tabela 5.1. Esquema de Concessões e Autorizações

		POTÊNCIA			
		ATÉ 1 MW	1 a 5 MW	5 A 10 MW	>10 MW
SERVIÇO PÚBLICO	HIDROELÉTRICA	( D )	( C )	( C )	( C )
	TERMOELÉTRICA	( D )	( D )	( C )	( C )
PRODUÇÃO INDEPENDENTE	HIDROELÉTRICA	( D )	( A )	( A )	(CUBP)
	TERMOELÉTRICA	( D )	( D )	( A )	( A )
AUTO PRODUÇÃO	HIDROELÉTRICA	( D )	( A )	( A )	(CUBP)
	TERMOELÉTRICA	( D )	( D )	( A )	( A )

NOTAS: ( D ) - Dispensado de concessão ou autorização

( A ) - Autorização

( C ) - Concessão de Serviço Público ( serviço pelo preço)

(CUBP) - Concessão de Uso de Bem Público

Fonte: Extraído da legislação

Vários dos artigos destas duas Leis exigem regulamentação, cujos termos serão decisivos para o processo de reorganização do setor elétrico. O Fórum de Secretários de Estado para Assuntos de Energia realizou, já em 95, um levantamento dos pontos relevantes que devem

ser contemplados com dispositivos regulatórios. Estes pontos envolvem grande diversidade, indo desde os aspectos básicos das licitações e contratos até os assuntos relativos à política tarifária e à participação do usuários no processo fiscalizatório. A regulação e as atribuições, a estrutura e os instrumentos do(s) órgão(s) regulatório(s) adquirem especial relevância neste contexto.

Cabe destacar, também, que está em tramitação no Congresso Nacional, tendo sido aprovado pelo Senado, Projeto de Lei que estabelece uma Política Nacional de Conservação de Energia, criando a obrigatoriedade de padrões de eficiência mínima para os principais equipamentos de uso final de energia elétrica e fixando incentivos para as ações voltadas ao uso racional da energia.

### 5.1.3. Leis e Projetos para o Sistema Regulatório

É quase consensual a idéia corrente de que o sistema regulatório do setor eletro-energético brasileiro necessita, com urgência, de uma configuração adequada aos novos tempos vividos pelo país.

Mesmo antes da disposição legal sobre o órgão regulador federal, algumas propostas estaduais para o setor energético foram formuladas, baseadas na experiência internacional e nas aberturas legais que possibilitam a descentralização da regulação, como o demonstram a citada iniciativa do Fórum de Secretários de Estado para Assuntos de Energia e os recentes Projetos de Lei em tramitação nas Assembléias Legislativas de vários estados brasileiros.

Estes projetos buscam fixar políticas estaduais na área de energia e propor estruturas reguladoras e controladoras das questões relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Alguns deles incorporam elementos da experiência das PUC's norte-americanas como a participação de vários agentes, a exigência de

planos plurianuais da concessionária, a importância da conservação de energia e da proteção ao meio ambiente e a regulação descentralizada conjunta dos vários energéticos.

Em dezembro de 96, foi promulgada a Lei 9427 que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar o setor de energia elétrica.

A ANEEL sucederá o DNAEE, que será extinto quando for publicado o regimento interno da agência. Além das atribuições previstas na Lei das Concessões como incumbências do poder concedente, serão competências da ANEEL: a promoção de licitações destinadas a concessões dos serviços públicos de energia elétrica; a celebração e gerenciamento dos contratos e a fiscalização das concessões e da prestação dos serviços; a resolução administrativa dos conflitos entre os vários agentes; a fixação de critérios para o preço de transporte no sistema de transmissão e, em articulação com o setor de combustíveis fósseis e gás natural, os critérios para o preço de transporte desses combustíveis quando destinados à geração de energia elétrica.

A direção da ANEEL será realizada de forma colegiada por um Diretor-Geral e quatro outros Diretores, nomeados pelo Presidente da República após aprovação prévia do Senado Federal. Um dos Diretores "terá a incumbência de, na qualidade de ouvidor, zelar pela qualidade do serviço público de energia elétrica, receber, apurar e solucionar as reclamações dos usuários".

O mandato de cada Diretor será de quatro anos com períodos não coincidentes, e sua exoneração só poderá ser realizada por prática de improbidade administrativa, condenação penal transitada em julgado e descumprimento injustificado do contrato de gestão, que será negociado entre a Diretoria e o Poder Executivo. Entretanto há um período inicial

de quatro meses durante o qual os Diretores poderão sofrer exoneração imotivada.

Os Diretores da ANEEL não poderão ter vínculos com as empresas sob regulamentação ou fiscalização da autarquia, com exceção de participação acionária até o limite de 0,3% do capital social ou 2,0% do capital social da empresa controladora. Também não poderão ser da direção da ANEEL os dirigentes de associações representativas dos interesses dessas empresas, de associações de categorias de seus empregados e de associações de consumidores.

Na primeira gestão da autarquia, o Diretor-Geral e dois Diretores serão nomeados pelo Presidente da República, por indicação do Ministério de Minas e Energia, por um mandato de três anos, sem as garantias contra exoneração imotivada e sem os as limitações de vínculos acima citadas.

Ao término do mandato, os ex-diretores não poderão prestar qualquer tipo de serviços às empresas reguladas ou fiscalizadas pela ANEEL por um período de doze meses, em que continuarão tendo a mesma remuneração, prestando serviços à ANEEL ou a outros órgãos da administração pública da União.

Funcionários das empresas sob regulação ou fiscalização não poderão ser requisitados para prestar serviços à ANEEL, a não ser em grupos de trabalho específicos com duração determinada.

Os cargos em comissão e as funções gratificadas atualmente existentes no DNAEE serão incorporados na estrutura a ser criada para a ANEEL, que poderá efetuar, por prazo não superior a trinta e seis meses, contratação temporária do pessoal técnico imprescindível a suas atividades.

Como parte das receitas da ANEEL, é instituída a taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica, que será anual e paga em duodécimos. Seu valor será equivalente a 0,5% do benefício econômico

anual auferido pelo concessionário, permissionário e autorizado, incluindo produtores independentes e autoprodutores.

O serviço pelo preço é conceituado como o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são aquelas fixadas no contrato de concessão resultante de licitação, no contrato de prorrogação de concessões, no contrato de concessão originado de desestatização e nos atos da ANEEL que autorizem revisões ou reajustes, cujos pedidos devem ser avaliados no prazo máximo de trinta dias. Durante três anos o Ministério da Fazenda participará da definição de parâmetros e diretrizes para os reajustes e revisões das tarifas.

A descentralização facultativa das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica, prevista nas Leis comentadas anteriormente, será realizada mediante convênios com os Estados e o Distrito Federal, no caso do interessado possuir competência técnica e administrativa para isso, e deverá abranger os serviços e instalações de energia elétrica prestados e situados no seu território, com exceção da geração de interesse do sistema interligado e da transmissão integrante da rede básica. Para tal, parte da taxa de fiscalização correspondente será transferida para custeio das atividades do Estado conveniado.

As normas de regulação complementares dos Estados deverão se harmonizar com as expedidas pela ANEEL e, se acrescentarem obrigações ou encargos distintos do exigido de empresas congêneres, deverão ser autorizadas pela ANEEL.

Dois outros artigos da Lei que criou a ANEEL podem ser destacados: decisões que afetem direitos dos agentes econômicos do setor elétrico serão precedidos de audiência pública e a inclusão do leilão como modalidade de licitação para a exploração de potenciais hidráulicos que serão outorgados a título oneroso.

Cabe destacar, ao término desta descrição selecionada de várias matérias constantes da Lei 9427, que sua regulamentação, não realizada até meados de agosto de 1997, poderá trazer vários esclarecimentos e atenuar ou reforçar algumas disposições.

#### 5.1.4. O Projeto de Reestruturação Proposto pelos Consultores

Por iniciativa do Ministério de Minas e Energia, em meados de 96, foi contratado um consórcio liderado pela Coopers & Lybrand inglesa e constituído por outras quatro empresas consultoras brasileiras, com a missão de propor o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Em paralelo, foram escolhidos cerca de sessenta profissionais do setor para auxiliar, discutir e propor suas idéias à consultoria contratada.

O diagnóstico setorial e as opções preliminares foram concluídos pela empresa contratada em outubro de 96. Desta data até abril de 97 foram preparados 24 documentos de trabalho os quais foram discutidos com os profissionais brasileiros, tanto em comissões específicas como em reuniões plenárias.

Em junho de 97, a consultora entregou ao Governo Federal, o relatório consolidado com suas propostas de reestruturação. Também foi entregue ao Governo o "Relatório de Observações não Incorporadas", realizado pelos profissionais brasileiros.

No relatório diagnóstico, Coopers & Lybrand (1996), foram assumidos os seguintes objetivos: (1) garantir a continuidade do fornecimento; (2) manter e melhorar a eficiência; (3) reduzir gastos públicos e saldar a dívida pública. No relatório consolidado, Coopers & Lybrand (1997), é explicitado que o objetivo da reforma do setor elétrico brasileiro "é, acima de tudo, permitir ao Governo concentrar-se sobre suas funções políticas e de regulamentação do setor, proporcionando a

transferência de responsabilidade sobre operação e investimento ao setor privado”.

De acordo com o consultor e gerente do projeto de reestruturação do setor elétrico, PAIXÃO (1997), os objetivos fundamentais dos trabalhos realizados são: aumento da competitividade, incentivo à participação privada e venda de ativos da União.

Para GREINER (1997), as Leis 8987/97 e 9074/95 “definiram as diretrizes básicas para um mercado competitivo da indústria de energia elétrica ao estabelecer a licitação dos potenciais hidroelétricos, criar a figura do produtor independente de energia, definir o livre acesso aos sistemas elétricos, acompanhada da segregação dos sistemas de geração e transmissão e oferecer aos consumidores, o progressivo direito de escolha de seus fornecedores, pondo fim à verticalidade da indústria”.

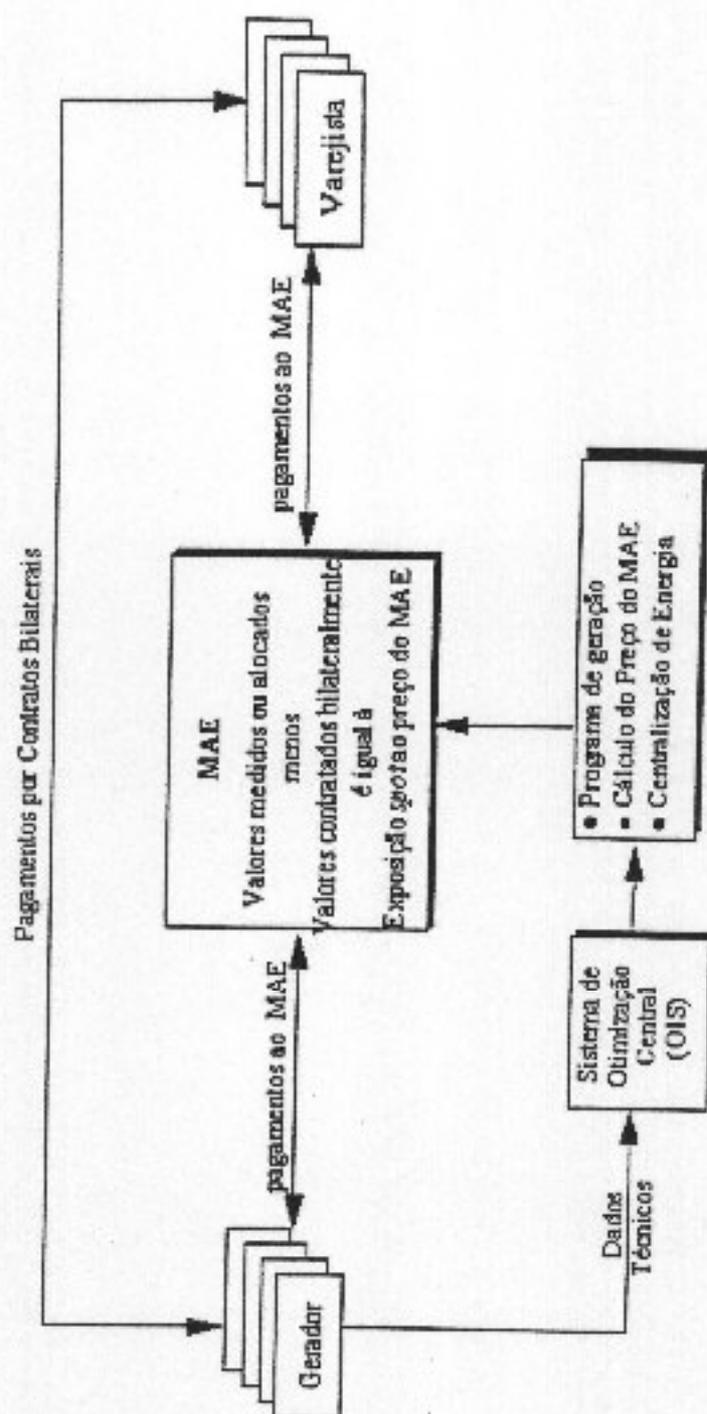
A partir dos objetivos assumidos, das diretrizes governamentais e do processo de discussão realizado, a consultora contratada ofereceu uma proposta complexa, detalhada e polêmica, que envolve mercado, planejamento e operação do sistema, preços e tarifas, concessões e aspectos legais e empresariais. São descritas a seguir algumas proposições relacionadas ao escopo deste trabalho ou tidas como necessárias para compor um quadro mais global da reforma proposta.

- a) A regulamentação reconhecerá quatro atividades distintas: (G) geração ou produção em grosso de energia elétrica, a ser tratada como atividade industrial, ainda que empregue um bem público, como os recursos hídricos; (T) transmissão ou transporte em grosso a níveis de tensão igual ou maiores do que 230 kV, independente de seu papel na malha; (D) distribuição ou transporte local em redes com tensão menores do que 230 kV, até o consumidor final; (V) varejo ou a compra de energia no atacado e sua revenda aos consumidores finais.
- b) Será criado o Mercado de Atacado de Energia - MAE do qual participarão todos os geradores com capacidade instalada acima de

50 MW e todos os varejistas com vendas anuais acima de 100 GWh. A maior parte da energia será negociada em contratos bilaterais com preços desregulamentados. O restante será negociado no mercado "spot", cujos preços serão estabelecidos com o uso de modelos e não através de "oferta de preços", para permitir a otimização da geração predominantemente hidráulica. A figura 5.1. mostra uma visão esquemática do funcionamento do mercado de atacado. Existirá uma fase inicial de transição para o MAE, com "contratos iniciais" de 15 anos de duração, com volumes reduzidos gradualmente, em que os preços serão mantidos até o fim dos contratos e cuja média estará próxima aos preços dos atuais contratos de suprimento, excluídos os custos de transmissão. Não serão realizados arranjos para os custos irrecuperáveis ("stranded costs"), que deverão ser solucionados pelo detentor dos ativos. Existirão vários condicionantes e flexibilizações para casos especiais (nucleares, térmicas complementares, empresas integradas, sistemas isolados etc.) e para o sistema interligado Norte/Nordeste. Os consumidores livres poderão comprar de qualquer "varejista autorizado do mercado livre" ou entrar para o MAE.

- c) Não haverá planejamento central mandatário. O planejamento da expansão de médio e longo prazo será indicativo com horizontes de 25 anos e de 12 anos, que identificarão programas de investimentos do sistema a custo mínimo, sob diversos cenários. Os projetos hidroelétricos serão classificados como equivalentes à produção independente de energia, mesmo usando bens públicos. A ANEEL licitará os projetos na seqüência sugerida no plano indicativo mas investidores em potencial poderão solicitar concessões para outros projetos ou para projetos em seqüência diferente do programa de licitações. O governo atuará como comprador de última instância para projetos hidroelétricos tidos como de importância nacional, podendo se comprometer a comprar até 50% da produção.

Figura 5.1. Visão Geral do Mercado de Atacado de Energia



- d) Todos os ativos da transmissão ( tensão igual ou maior que 230 kV) serão desagregados, sendo constituídas novas empresas de transmissão, as "transcos". A geração deverá ser desagregada em empresas separadas de geração ou subsidiárias de geração, as "gencos", com restrições à venda de energia de um gerador a um distribuidor coligado, de maneira a garantir competição. FURNAS e CHESF deverão ser subdivididas. As funções de distribuição e varejo de todas as concessionárias distribuidoras atuais serão separadas contabilmente. Os varejistas autorizados do mercado livre serão constituídos pelas "gencos" que desejarem vender diretamente a consumidores finais, pelas concessionárias D/V agindo fora de suas áreas e pelos varejistas ou corretores independentes.
- e) As cooperativas de porte que também atendam áreas urbanas serão tratadas como concessionárias de D/V, inclusive com área de concessão definida. O suprimento subsidiado de energia em grosso deverá ser restringido aos mercados mais necessitados. A responsabilidade primária sobre eletrificação rural será da concessionária da área e baseada em acordos com os governos federal e estadual. O financiamento dos programas de eletrificação rural poderá ser realizado por subsídios cruzados de outras áreas de concessão ou por suporte financeiro do governo para os projetos prioritários.
- f) Um novo órgão será criado: o Operador Independente do Sistema - OIS, entidade de direito privado sem fins lucrativos, detido conjuntamente pelos agentes do setor e sob regulamentação da ANEEL. As principais funções do OIS serão : planejamento operacional de geração e transmissão; programação e despacho da geração; cobrança dos encargos pela rede de transmissão e remuneração dos prestadores dos serviços de transmissão; planejamento do investimento em transmissão; contabilização e liquidação financeira de energia em nome do MAE;
- g) A idéia jurídica inicial era o estabelecimento de uma Lei Federal de Eletricidade. Entretanto, para minimizar as alterações legais que envolvam o Congresso Nacional, uma vez tomadas as decisões, será desenvolvida uma avaliação das medidas legais imprescindíveis para a implementação das reformas, deixando-se para o futuro uma lei abrangente sobre eletricidade. Dentre as matérias que exigirão

provisões legais podem ser citadas: exigência de desverticalização; esclarecimento e explicitação dos poderes da ANEEL; exigência de assinatura dos "contratos iniciais"; substituição da CCC pelo "subsídio nacional para sistemas isolados"; estabelecimento de tributos específicos.

- h) Os princípios para a regulamentação são: predominância de regras e procedimentos escritos com limitada discricionariedade; minimização da abrangência e aumento da concorrência; controle de preços ao invés de controle de lucros para incentivar a eficiência; estabelecimento de padrões técnicos com penalidades ao seu não cumprimento.
- i) As tarifas serão fixadas por fórmulas paramétricas e os períodos de controle de preços devem variar de três a oito anos. As fórmulas tarifárias serão separadas por atividade (transmissão, distribuição e varejo) e o controle primário será sobre as receitas, dando liberdade para as concessionárias estabelecerem, sob supervisão da ANEEL, a estrutura tarifária. As fórmulas refletirão os custos subjacentes, usando-se padrões de custo e preços de referência e poderão conter elementos de incentivos para a eficiência, para a eletrificação rural e para projetos em eficiência energética no mercado cativo. A ANEEL centralizará a implementação das fórmulas tarifárias para todas as concessionárias com os reguladores estaduais fazendo a análise ao final de cada período de controle. Deverão existir subsídios cruzados para propiciar descontos aos consumidores de baixa renda, para algumas cooperativas de eletrificação rural e para equalização das tarifas urbanas e rurais na mesma área de concessão.
- j) A ANEEL estabelecerá padrões técnicos mínimos nacionais, podendo os órgãos estaduais estabelecer, futuramente, padrões específicos para seus estados. Deverá haver distinção entre padrões genéricos mensuráveis em média, e padrões mensuráveis diretamente para consumidores específicos. As penalidades pelo não cumprimento dos padrões genéricos serão incluídos nas fórmulas tarifárias e, para os padrões específicos, serão devidas aos consumidores afetados. Serão estabelecidos procedimentos para o planejamento e operação dos sistemas de geração e transmissão, procedimentos de distribuição e procedimentos de concorrência no varejo destinados aos

consumidores livres. A ANEEL deverá assumir uma atitude pró-ativa no incentivo à concorrência.

- k) Será necessária cooperação íntima entre o Ministério de Minas e Energia e o Ministério do Meio Ambiente nas questões relacionadas aos padrões ambientais na exploração dos potenciais hidroelétricos. O procedimento de licenciamento ambiental deverá ser revisto para atender às necessidades do setor privado, de modo que o enchimento do reservatório ou a ativação da usina não dependam da Licença Operacional, como prevê a atual legislação.
- l) A partir da análise das funções executadas atualmente pela ELETROBRÁS e das novas funções a serem desenvolvidas dentro do novo modelo proposto, existirão cinco papéis setoriais bem definidos como ilustrado na figura 5.2. Esses papéis serão desempenhados, inicialmente, por três entidades distintas: (1) a ELETROBRÁS desempenhará os papéis de "holding federal" e de "agente financeiro setorial - AFS"; (2) o papel de operação independente do sistema será desempenhado pelo já comentado OIS; (3) O Instituto de Desenvolvimento e Prestação de Serviços do Setor Elétrico - IDPS será uma entidade de direito privado e assumirá os papéis de "planejamento indicativo" e de "prestador de serviços do setor".
- m) A descentralização da regulação aos Estados nas áreas de distribuição e varejo só será realizada após a privatização das concessionárias estaduais desse segmentos, e em duas etapas: inicialmente na regulação técnica e de atendimento ao cliente e, posteriormente, no controle de preços. Em relação à defesa do consumidor devem ser definidos claramente os papéis das concessionárias, do PROCON estadual e do órgão regulador estadual com as reclamações sendo tratadas de maneira sequencial desses órgãos, cabendo à ANEEL somente os casos mais graves. Os conselhos de consumidores devem receber maior apoio das entidades reguladoras.

Figura 5.2. Novos Papéis Recomendados

Papel de Holding Federal	Papel de financiamento de setor	Papel de operada independente do sistema	Papel de planejamento indicativo	Papel de prestação de serviços ao setor
<p><b>Objetivo:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. participações federais:</li> <li>- Itaipu</li> <li>- Nucleon</li> <li>- Cepel;</li> <li>. Propriedade federal da transmissão (pendente de decisão política sobre privatização); e</li> <li>. Outras iniciativas governamentais</li> </ul>	<p><b>Objetivo:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. empréstimos de longo prazo para empresas públicas e privadas de G/T/D;</li> <li>. canal para fundos nacionais de serviço de Imipia, RGR e produto das taxas de concessão;</li> <li>. obter fundos internacionais de BID/BIRD e mercados de capitais;</li> <li>. canal para recursos do governo em projetos hidráulicos de interesse público;</li> <li>. participação em projetos em troca do financiamento de estudos de viabilidade; e</li> <li>. garantias políticas e outras</li> </ul>	<p><b>Objetivo:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. controle central independente dos sistemas interligados;</li> <li>. livre acesso à malha básica;</li> <li>. planejamento operacional, inclusive programação e despacho; e</li> <li>. medição e cálculos de liquidação em nome do MAE</li> </ul>	<p><b>Objetivo:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. planejamento indicativo integrado de geração e transmissão;</li> <li>. manutenção de inventários hidricos, estudos de pre-viabilidade, etc;</li> <li>. coleta de dados hidrologicos em nome da ANEEL;</li> <li>. apoio ao poder concedente/ANEEL na licitação de concessões;</li> <li>. Coordenação do COMASE;</li> <li>. manutenção de um banco de dados central</li> <li>. prestar assistência a FIEs e auto-produtores</li> <li>. suportar na implementação de projetos</li> <li>. Fomentar o desenvolvimento de pequenas usinas</li> </ul>	<p><b>Objetivo:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. coordenação de relações técnicas internacionais em questões não operacionais e não comerciais;</li> <li>. apoio ao "Conselho Nacional de P&amp;D"</li> <li>. prestação de serviços contratados pela ANEEL em bases temporárias;</li> <li>. prestação de serviços de treinamento;</li> <li>. operação do PROCEL;</li> <li>. padrões técnicos, biblioteca, arquivos, etc</li> <li>. Centro de memória eletricidade no Brasil; e</li> <li>. Trabalhar em conjunto com fornecedores de equipamentos para melhorar a qualidade de produtos e processos.</li> </ul>

- n) O funcionamento da ANEEL deve levar em conta os princípios de eficiência, objetividade, praticidade, transparência e pró-atividade. Cada diretor da ANEEL deverá ser responsável por uma área (regulamentação econômica, regulamentação técnica, concessões, questões ligadas ao consumidor). O pessoal da ANEEL deverá passar por treinamento especial e o recrutamento deverá ser direcionado à operação em um novo setor reestruturado.
- o) Na questão de eficiência energética, o PROCEL será parte da entidade de prestação de serviços do setor e se concentrará nas funções de assessoria técnica, catalisador e órgão executivo enquanto a formulação de políticas e regulamentações caberá aos órgãos governamentais competentes. O PROCEL deverá ser remunerado pela ANEEL e por parte de uma nova taxa (ver abaixo). Suas ações deverão ser realizadas em parceria com as empresas distribuidoras com estímulos às ESE's. Cada empresa de distribuição/varejo acordará com a ANEEL, uma meta anual de conservação de energia expressa em GWh a ser monitorada pelo PROCEL, não sendo recomendadas as ofertas formais de programas de gerenciamento do lado da demanda, dada sua complexidade, os resultados ambíguos da experiência dos EUA e dos desafios comerciais para as empresas D/V. Um componente da fórmula tarifária do preço de varejo gerará recursos destinados aos investimentos da concessionária em eficiência energética, aprovados pelo PROCEL. Os consumidores do setor privado e as ESE's deverão ter acesso a recursos do BNDES e do agente financeiro setorial para aplicações em racionalização do uso final de energia.
- p) O financiamento da pesquisa básica para o setor deverá ser prioritário e alocado por um Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento ligado ao setor elétrico. Os recursos virão da "contribuição à pesquisa básica e eficiência energética", uma taxa de 0,5% sobre as vendas totais do sistema. A pesquisa e desenvolvimento para fins comerciais será financiada pelas empresas interessadas. O CEPEL continuará na "ELETROBRÁS holding" e, após um período de transição, pelo menos 50% de suas receitas deverão provir de contratos diretos com clientes.

q) O setor público, através do agente financeiro do setor -AFS, deverá continuar financiando os custos dos investimentos das empresas públicas e os custos dos investimentos sociais e de interesse público e deverá complementar ou facilitar o financiamento privado. Grande parte do capital privado disponível será utilizado nas privatizações, que apresentam menores riscos do que os investimentos em expansão do sistema. Para atrair os capitais privados para esses novos investimentos, o quadro regulamentar deverá transferir certos riscos para quem puder suportá-los melhor. Neste conceito, o proprietário assumirá todos os riscos associados à construção, operação e manutenção dos empreendimentos, enquanto o AFS deverá compartilhar riscos com o setor privado emprestando recursos para financiar estudos de viabilidade, oferecendo linhas de crédito de longo prazo e oferecendo proteção contra variações da taxa de câmbio. O AFS também deverá prestar indenizações contra alterações legislativas ou mudanças ambientais que afetem os custos dos projetos específicos, inclusive os custos expressivos de reassentamentos de populações, transferindo riscos substanciais dos geradores para o próprio AFS, protegido financeiramente pelo governo. As fórmulas tarifárias de distribuição e varejo incluirão elementos que repassem aos clientes certos riscos de demanda. Com base na análise dos riscos, as seguintes taxas reais de retorno são consideradas desejáveis, de acordo com a consultora contratada: 12-15% para atividades de geração; 10-12% para atividades de transmissão; 11-13% para atividades de distribuição.

## 5.2. Os Desafios para a Aplicação de Elementos do PIR

### 5.2.1. Características do Modelo

Privatização e reestruturação são processos distintos e, como comentado no item 2.4.1., não necessariamente indissociáveis. No atual momento do setor elétrico brasileiro, foram tomadas decisões nessas duas direções, o que torna o processo mais complexo com interações

dos dois movimentos e, muitas vezes, justificativas ambíguas e imprecisas.

O governo federal decidiu pelas privatizações, como parte de uma estratégia de inserção no mercado mundial e para atender tanto a pressões internacionais quanto a necessidades da política econômica adotada internamente. Segundo BRITO (1997), a "privatização se constitui uma condição necessária para o estabelecimento de um mercado competitivo e para a atração de investimentos privados, posto que as empresas estatais revelam-se propensas a polarizações corporativas e vulneráveis à interferências governamentais, geralmente impróprias".

Entretanto, parece claro que as justificativas principais para o processo de privatização são aquelas ditas como complementares: redução da dívida pública, ingresso de capitais externos e boa vontade dos governos e agentes financeiros internacionais. A liberação dos limitados recursos governamentais para aplicação em áreas essenciais, citada como outra vantagem da privatização, é uma hipótese a ser confirmada posteriormente, do mesmo modo que a melhoria da eficiência global do sistema elétrico.

As recentes disposições legais, a proposta de reestruturação apresentada pelos consultores contratados e as diretrizes do governo federal, inclusive na linha da desestatização, apontam para os seguintes elementos básicos para a reorganização do setor elétrico brasileiro:

- crescente participação do capital privado, nacional e internacional;
- licitação das novas concessões na geração e na rede de transmissão;
- mercado competitivo na geração de eletricidade com estímulos à participação de produtores independentes, autoprodutores e cogeneradores;
- separação, física ou contábil, das atividades antes integradas de geração, transmissão e distribuição;

- livre acesso à transmissão com progressivo aumento dos consumidores livres;
- expansão do sistema com planejamento indicativo;
- regime tarifário de serviço pelo preço, com teto, e talvez "benchmarking";
- fortalecimento da função reguladora do Estado;

O processo de reestruturação ainda não está totalmente definido e muitos detalhes fundamentais ainda são polêmicos. Como as mudanças deverão ser profundas e o sistema elétrico do Brasil apresenta características peculiares, serão necessárias várias ações e definições transitórias e, pelo menos, algumas alterações legais sujeitas a discussão e aprovação do Congresso Nacional.

A menos de surpresas políticas o modelo brasileiro para a indústria de energia elétrica assumirá a busca da competição e da livre escolha como parâmetros a serem perseguidos progressivamente. Dentre os modelos conceituados por HUNT; SHUTTLEWORTH (1996a) e descritos no item 2.4.2., o modelo brasileiro em implantação parece conter elementos dos modelos 2, 3 e 4, com competição na geração, alguns condicionantes no mercado de energia em grosso, livre acesso à transmissão com encargos ainda não bem definidos e monopólio na distribuição para a maioria dos consumidores (somente grandes consumidores poderão escolher o fornecedor).

Em outro trabalho, HUNT; SHUTTLEWORTH (1996b), esses autores explicitam sua percepção de que a competição no varejo aumenta significativamente os custos transacionais por requisitarem sistemas de medição e arranjos comerciais mais complexos o que, para pequenos consumidores, pode provocar maiores custos que benefícios.

Para as condições brasileiras, nível de energização e universalização dos serviços, característica dos sistemas interligados fortemente centrados em base hídrica, grande dispersão geográfica, variados graus de desenvolvimento econômico e social, parece utópico

que se dependa somente dos instrumentos de mercado para garantir o abastecimento elétrico no médio e longo prazo, a eficiência do uso de energia e o tratamento adequado de todas questões ambientais.

Para cumprir tais missões é necessário um arcabouço institucional e um sistema regulatório adequado que mantenham equilíbrio entre funções centralizadas e descentralizadas e entre competição e cooperação.

## 5.2.2. Elementos do Sistema Regulatório

### 5.2.2.1. Missões da Regulação do Sistema

O principal órgão do sistema regulatório será a ANEEL cuja finalidade, definida por lei, é "regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal".

Conforme a proposta de reestruturação da consultoria contratada, a missão da ANEEL deverá ser: "assegurar o suprimento adequado de eletricidade, confiável e a preço razoável a consumidores existentes e novos, através da regulamentação de preços, quando houver monopólios, em níveis condizentes com concessionárias eficientes e financeiramente viáveis, e através de incentivo à concorrência, sempre que este for um mecanismo prático e eficiente".

Embora não explicitadas no texto legal e no projeto dos consultores, há uma missão para a qual o sistema regulatório não pode se furtar que é o papel de instrumento de controle social do sistema elétrico. Além da adequada qualidade dos serviços, do estímulo à competição, da razoabilidade dos preços, da viabilidade econômico-financeira das empresas, devem ser buscadas a universalidade do fornecimento, o atendimento eficiente e justo às necessidades de todos os cidadãos, o desenvolvimento ambientalmente sustentável da infra-

estrutura do setor e a participação de todos os interessados nas decisões relevantes.

Para atender este conjunto de missões a regulação deve atender, além dos óbvios preceitos de justiça, honestidade e imparcialidade, a alguns princípios e características fundamentais:

- Autonomia administrativa e financeira;
- Competência técnica;
- Transparência e representatividade;
- Estabilidade, praticidade e objetividade;
- Descentralização;

#### 5.2.2.2. Autonomia Administrativa e Financeira

A autonomia administrativa e financeira do sistema regulatório, sua independência prática e sua força, são elementos centrais para o adequado cumprimento de suas atribuições que têm caráter executivo, legislativo e quasi-judicial e que, conforme relatado na experiência norte-americana, constituem-se fator importante na possível implementação de princípios do PIR.

Aparentemente, a taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica, previsto na Lei 9427, poderá ser suficiente para garantir boa parte do custo da regulação, o que será um bom começo para a autonomia financeira.

A estrutura de direção da ANEEL, com diretores nomeados pelo Presidente da República após aprovação do Senado, e com mandato determinado, pode representar uma contribuição para a autonomia administrativa. Contudo, não está claro o alcance e as limitações da administração realizada por contrato de gestão com o executivo federal, conforme também previsto na lei.

Controles externos sobre a ANEEL são necessários mas uma avaliação feita pelo poder legislativo e/ou por comissões representativas de um amplo leque dos setores da sociedade podem viabilizar autonomia com controle público, limitando interferências indevidas do poder executivo que tem sido extremamente poderoso no quadro político brasileiro e minimizando as possibilidades futuras da chamada "captura do regulador pelo regulado".

A limitação de vínculos dos diretores da agência reguladora com empresas sob sua regulamentação ou fiscalização parece de óbvio bom senso, porém a limitação de vínculos com associações representativas das empresas ou de seus empregados ou de consumidores aparenta ser de eficácia duvidosa, pela própria experiência histórica do país onde os vínculos de muitos dirigentes políticos e empresariais são camuflados e nem por isso deixam de ser danosos à condução dos órgãos públicos.

A representação pública e transparente dos interesses de associações de empresas, de trabalhadores, dos consumidores, dos atingidos pelos empreendimentos e de outros setores sociais, em conselhos deliberativos dos órgãos reguladores, pode ser um caminho mais adequado para uma sistema regulatório mais autônomo e mais justo, transparente e legítimo.

Ressalte-se também que, na Lei que criou a ANEEL, é estabelecida uma exceção para a primeira gestão da autarquia em que três dos diretores, a maioria, serão diretamente nomeados pelo governo federal sem nenhuma limitação de vínculos e sem garantia de mandato. Isto representa um sério risco de perda de autonomia no momento crítico de implantação de um novo modelo para o setor elétrico. Mesmo com um processo de discussões bem implementado, a ANEEL funcionará como um órgão da administração direta, representando basicamente uma determinada hegemonia política que pode ser conjuntural.

#### 5.2.2.3. Competência Técnica

Dadas as dificuldades detectadas na história do atual órgão regulador e do próprio serviço público do Brasil, a competência técnica deverá merecer um tratamento especial. A Lei 9427 prevê reforço temporário dos quadros técnicos atuais e uma estrutura funcional, inclusive com concurso público, que seja compatível com as atribuições da ANEEL.

É de extrema importância que o corpo técnico da ANEEL tenha capacitação profissional para enfrentar os grandes desafios do novo sistema regulador. Para isso, além de concurso público bem fundamentado, parece indispensável que a remuneração seja compatível com a formação e manutenção de um quadro qualificado e que a estabilidade seja uma garantia funcional. Os programas de treinamento deverão estar incorporados à política de pessoal dos órgãos reguladores com avaliações periódicas de sua efetividade.

Não pode deixar de ser mencionado que existem hoje na sociedade, distribuídos em consultorias, instituições de pesquisa, universidades, ONG's, etc., técnicos especialistas em questões energéticas que podem ser mobilizados e aproveitados na prestação de serviços especializados, e oxigenadores, para os órgãos reguladores.

#### 5.2.2.4. Transparência e Representatividade

A transparência e representatividade são princípios importantes para a não discricionariedade e para a resolução de conflitos entre os vários agentes, entre empresas e consumidores e entre o setor e a sociedade.

Além da função de ouvidor, a ser desempenhada por um dos diretores da ANEEL, e da eventual representação em conselhos deliberativos dos órgãos reguladores, as audiências públicas poderão desempenhar importante função.

Como já citado, a Lei 9427 prevê audiências públicas prévias às decisões que afetem direitos dos agentes econômicos do setor elétrico. Essas audiências podem significar um espaço efetivo para a participação de consumidores, das entidades representativas dos vários segmentos interessados e de todos os cidadãos, nas principais decisões do setor elétrico. É importante que sua regulamentação especifique as decisões para as quais elas serão realizadas (tarifas, estruturas tarifárias, licitações, projetos, programas e diretrizes, critérios para serviço adequado etc.) e garanta o acesso às informações necessárias, em tempo hábil, a todos os interessados.

A Lei 9074, que complementa a Lei das concessões, remete para o regulamento de cada serviço público, o estabelecimento de formas de participação dos usuários na fiscalização e a disponibilização de relatórios sobre os serviços prestados. Estas disposições legais ainda não foram detalhadas, esperando-se que sejam tratadas no Decreto que regulamentará a Lei que criou a ANEEL. Relembre-se que os Conselhos de Consumidores criados pela Lei 8631, conforme comentado no item 4.3.3., estão muito longe de ser um canal de representação efetiva dos consumidores, servindo mais como uma ilusão de participação.

#### 5.2.2.5. Estabilidade, Praticidade e Objetividade

A estabilidade, praticidade e objetividade constituem-se em princípios necessários para combater certas deficiências do serviço público brasileiro, onde muitas regras são alteradas ao sabor das

circunstâncias e onde são numerosas as práticas burocráticas irrealistas e não produtivas.

O primeiro fator nessa direção é construir um arcabouço legal e regulamentar consistente, o que vem sendo realizado apesar de algumas defasagens com as ações, como no caso de recentes privatizações cujo preço foi abaixo do possível e cujos contratos foram realizados com cláusulas regulamentares individualizadas. Como proposto pela consultoria contratada deve haver especial esforço na elaboração de regras e procedimentos escritos com atenção para praticidade e objetividade.

No entanto, a idéia de postergar uma lei abrangente para a eletricidade não parece conveniente pois, para evitar as dificuldades no Congresso, deverão ser definidas regras que, eventualmente, poderão ser alteradas ou contestadas juridicamente.

O Planejamento Integrado de Recursos considera, entre outros elementos, a diversificação de fontes primárias de energia, a diversificação tecnológica e a diminuição dos riscos e incertezas como características importantes para o bom funcionamento dos mercados energéticos.

Considerando que uma das tendências do sistema elétrico brasileiro é a progressiva participação de novas fontes primárias (gás natural, biomassa e talvez outras), aparenta ser prudente e necessário dar início a um processo de formulação de uma lei abrangente sobre política energética em que um dos capítulos básicos seja a eletricidade e suas interações com os outros energéticos.

Para reforçar a praticidade e a objetividade dos órgãos reguladores, estes devem possuir uma estrutura enxuta com resultados controlados externamente e desenvolver mecanismos para: delegação de responsabilidades, contratação de estudos e trabalhos técnicos e participação do público. A experiência dos grupos colaborativos nos

EUA, comentada no item 3.2.8., mostra ser possível uma participação do público aumentando objetividade e resultados práticos.

#### 5.2.2.6. Descentralização

A descentralização, prevista como facultativa na Lei das concessões e na Lei 9074, cujo detalhamento geral foi iniciado pela Lei que criou a ANEEL, é uma necessidade para a própria objetividade dos serviços regulatórios.

Os limites, atualmente existentes, para o papel da regulação a partir de órgãos estaduais, meramente tolerados via convênios, aparentam alguma precariedade. É improvável que, qualidade, quantidade, preço e a racionalização do uso da energia sejam garantidos a distância, sem considerar os aspectos peculiares de cada região. O papel relevante que os órgãos reguladores estaduais podem exercer na regulação, fiscalização e controle das concessionárias locais é bem demonstrado pela experiência das PUC's norte americanas, discutidas no capítulo 3.

Reconhecida a importância da descentralização, são necessárias iniciativas que a viabilize. Vários Estados estão se preparando para tal, aprovando leis que criam agências reguladoras locais. Onde a competência técnica e administrativa ainda não estiver desenvolvida, a ANEEL poderá criar escritórios regionais ou estaduais, com equipe técnica própria que, posteriormente poderá ser absorvida pelos órgãos reguladores locais.

É recomendável que todos os governos estaduais sejam estimulados a assumir medidas concretas para a criação legal de agências reguladoras estaduais ou regionais, tanto interestaduais como dentro dos estados, dependendo das conveniências administrativas e das características do sistema elétrico de cada área geográfica.

Alguns dos atores interessados questionam a descentralização sob o argumento de que seriam criadas regras diferenciadas e, portanto instabilidades, podendo ser gerados conflitos ou até mesmo disputas interestaduais. Esta argumentação parece fraca pois, como prevê a própria Lei que criou a ANEEL, as normas estaduais deverão estar harmonizadas com as expedidas pela agência federal que, também, deverá ter caráter de recurso em relação às medidas tomadas regionalmente.

O detalhamento das competências regulatórias estaduais deverá estar claramente definido pelos instrumentos formais de delegação de responsabilidades, nos aspectos de regulamentação econômica, regulamentação técnica, fiscalização e controle e a participação nos processos de outorga de concessões e autorizações. Lembre-se que a regulação da geração de interesse do sistema interligado e da transmissão integrante da rede básica, não poderão ser descentralizadas, por força de lei.

Para os órgãos reguladores estaduais ou regionais também deverão ser previstos controles externos, nos moldes discutidos anteriormente para o órgão federal, e mecanismos que garantam a transparência e a representatividade de todos os setores envolvidos.

Parece ser descabida a proposta da consultoria contratada que só permite a descentralização para agências estaduais de Estados que privatizarem suas concessionárias. Ora, havendo autonomia financeira e administrativa, controles externos e supervisão e definição das regras gerais pela ANEEL, essa determinação representaria uma imposição do poder federal que não respeita princípios federativos.

Adquire especial importância a regulamentação do acesso às informações das concessionárias locais pelos órgãos descentralizados que poderão estimular a utilização de conceitos do Planejamento Integrado de Recursos e atuar firmemente no incentivo à eletrificação rural e nas implicações sociais do serviço público de energia elétrica.

As agências estaduais, conforme projetos já existentes, poderão exercer a regulação, fiscalização e controle dos serviços públicos de energia, e não somente de eletricidade, acumulando experiências para uma possível futura unificação a nível federal. Destaque-se que a recente Lei do Estado de São Paulo criou uma Comissão de Serviços Públicos de Energia que, atuará, pelo menos inicialmente, na regulação da energia elétrica e no gás canalizado.

### 5.2.3. A Racionalização Energética

#### 5.2.3.1. As Barreiras e Limitações

Existem muitas limitações e barreiras que, dentro de um ambiente de mercado competitivo, dificultam e até impedem a eficiência do uso final da energia elétrica, conforme detalhado no item 2.7.1.2. Dentre elas podem ser mencionadas:

- a assimetria entre critérios de investimentos dos consumidores e dos fornecedores de energia;
- a ausência de informações e de educação para a conservação;
- limitações de financiamento e de proteção contra riscos financeiros;
- altos custos transacionais e custos indiretos relacionados com o desempenho técnico de equipamentos e processos;
- razões não econômicas dos consumidores;
- deficiências tecnológicas e de qualidade dos fornecedores de equipamentos eficientes;
- falta de poder político dos organismos de promoção da conservação de energia;
- práticas regulatórias que não estimulam investimentos em eficiência energética por parte das concessionárias;

A estas barreiras podem ser acrescentadas, no caso brasileiro, as distorções tarifárias dentro do setor elétrico e dentro dos diversos energéticos da matriz energética nacional que não têm refletido os custos marginais.

A avaliação das atividades do PROCEL, comentadas no item 4.2.1.2., detectou outras dificuldades ao uso eficiente da energia elétrica no Brasil:

- deficientes metodologias de avaliação dos programas;
- não consideração das incertezas do mercado;
- ausência de dados estatísticos confiáveis e abrangentes;
- limitações orçamentárias;

#### 5.2.3.2. Os Programas de DSM

Pouco disseminados no Brasil, os programas de gerenciamento do lado da demanda - DSM, promovidos por concessionárias nos moldes da experiência dos EUA, representam uma forma de superação das barreiras ao uso eficiente de energia, contribuindo para a postergação dos elevados investimentos na expansão do sistema elétrico e para a diminuição da probabilidade de déficits de energia elétrica.

Em um processo de reestruturação, centrado na busca da competição, as atividades de DSM tendem a diminuir de intensidade e exigem um planejamento mais adequado com monitoramento constante e melhor avaliação dos resultados. Como citado no item 3.3.3., existem várias oportunidades para os programas de concessionárias associados ao gerenciamento de carga (incluindo preço pelo tempo de uso), às informações, à transformação do mercado, às oportunidades de substituição de equipamentos e/ou processos, ao aumento do valor agregado dos serviços e às situações particulares de riscos na transmissão e distribuição.

Os programas DSM das concessionárias que atendem ao teste na perspectiva do não participante (RIM teste)<sup>3</sup> deverão continuar a ser desenvolvidos pois não causam grandes impactos negativos nos negócios das concessionárias, não pressionam as tarifas e não exigem incentivos regulatórios especiais.

O alcance desses programas é limitado e pode não ser alcançado o potencial de eficiência existente. Além disso o RIM teste: (1) não caminha na direção da alocação de capital maximizadora do bem estar social; (2) reflete um tratamento assimétrico entre os investimentos do lado da demanda e do lado do suprimento pois todos os consumidores pagam pela expansão da oferta de eletricidade, mesmo àquela devida por subgrupos de consumidores; (3) não considera benefícios indiretos como melhor qualidade dos processos e menores impactos ambientais.

Contudo, para que as concessionárias possam promover todos os programas DSM que atendam ao teste do custo social dos recursos são necessários financiamentos especiais ou incentivos regulatórios. Uma das idéias é fazer com que as receitas não dependam somente das quantidades de energia vendidas, o que foi utilizado na Califórnia (EUA) desde 1982 (ver item 3.2.3.). Outra possibilidade é a cobrança de uma taxa específica para investimentos para programas em eficiência, sistema atualmente em implementação também na Califórnia.

A proposta de reestruturação do setor elétrico brasileiro apresentada pelos consultores prevê a possibilidade das fórmulas tarifárias conterem um componente para gerar recursos destinados aos investimentos em eficiência energética. Cada concessionária de distribuição/varejo deverá acertar com a ANEEL uma meta anual de conservação de energia elétrica, expressa em GWh, que será monitorada pelo PROCEL.

Mesmo que os custos operacionais e os investimentos realizados pelas concessionárias em racionalização energética sejam cobertos

<sup>3</sup> Os testes para avaliação dos programas DSM são discutidos no item 3.2.4.

pelas tarifas, a possível redução de vendas com alguns programas de conservação tenderá a induzir as distribuidoras a investirem somente na redução de perdas na distribuição e nas perdas comerciais. A eficiência de uso final, com os mesmos serviços energéticos consumindo menos energia, só deverá ser considerada se houver riscos de déficits, em pontos críticos do sistema onde houver limitação de carga e em atividades que propiciem melhores negócios.

A proposta dos consultores, como visto anteriormente, não recomenda ofertas formais de gerenciamento do lado da demanda, dada sua complexidade, os resultados ambíguos da experiência dos EUA e dos desafios comerciais para as empresas de D/V. Em outras palavras, as opções de recursos do lado da demanda não devem ser tratadas da mesma forma que as alternativas de oferta de energia.

É claro que, em um mercado fortemente competitivo, os desafios comerciais serão maiores aumentando sobremaneira a importância dos contratos. Também é correto dizer-se que existe um certo grau de complexidade nos testes para os programas de custo/benefício e na avaliação conjunta de recursos de oferta e demanda, amplificada pela ausência de metodologia e modelos computacionais adequados às particularidades no setor elétrico brasileiro.

A experiência norte-americana pode apresentar ambigüidades mas, como visto na revisão realizada neste trabalho, acumulou resultados concretos e comprovou potencialidades relativas aos programas DSM que não podem ser desprezadas.

Se a aplicação do Planejamento Integrado de Recursos, em sua concepção plena, esteve ancorada nos EUA, em concessionárias verticalmente integradas, é também verdade que a descentralização, que deverá acompanhar a reestruturação do modelo elétrico brasileiro, trará condições facilitadoras para a incorporação dos elementos mais flexíveis do PIR.

Com a ANEEL, a entidade responsável pelo planejamento indicativo, o PROCEL e os órgãos reguladores estaduais assumindo apoio aos princípios do PIR, estarão dadas as condições suficientes para que possam ser realizados exercícios e verificada a possibilidade prática das concessionárias de distribuição patrocinarem programas de DSM e de exercerem a função de "gerenciamento do conjunto alternativo de recursos", na linha defendida por CAVANAGH et al. (1996), onde seria selecionado o melhor conjunto alternativo de recursos do lado da oferta e do lado da demanda de maneira a minimizar o custo do ciclo de vida dos serviços elétricos confiáveis e com qualidade.

Na transição para um novo modelo setorial, está sendo proposto pela consultoria contratada, a figura dos "contratos iniciais" de compra e venda de energia em grosso, com preços médios próximos aos atuais contratos de suprimento, excluídos os custos de transmissão. Uma sugestão a ser analisada é a autorização para que parte desse volume inicial contratado possa provir de concorrência, onde ESE's e outros interessados apresentem propostas de programas de DSM. Reconhecidas as dificuldades para esse tipo de concorrência, de acordo com o discutido em 3.2.7., a ANEEL poderia regulamentar algumas experiências-piloto para essa finalidade.

Não devem se desconsideradas algumas iniciativas realizadas de programas DSM de concessionárias como os casos da CEMIG e CPFL, e outras projetadas pelo PROCEL em Jequitinhonha, Manaus, Fortaleza e Vitória da Conquista. Do mesmo modo, os projetos de aplicação do PIR, atualmente em andamento, em Roraima e Amapá, poderão trazer valiosos subsídios à incorporação de princípios do PIR no setor elétrico brasileiro.

### 5.2.3.3. O Futuro do PROCEL

As metas de conservação de energia do plano 2015 são bastante ambiciosas e não poderão se alcançadas somente com ações isoladas de algumas concessionárias. Parece natural que o PROCEL deva ser fortalecido como instrumento de políticas públicas.

A proposta de reestruturação prevê que o PROCEL será parte da entidade de prestação de serviços do setor e não participará da formulação de políticas e regulamentações sobre conservação de energia elétrica. Suas funções serão de assessoria técnica, órgão executivo e supervisão dos investimentos das concessionárias em eficiência energética. A remuneração de seus serviços virá da ANEEL e de parte de uma taxa de 0,5% sobre as vendas totais do sistema elétrico, denominada "contribuição à pesquisa básica e eficiência energética". A direção do PROCEL deverá ter representantes do Ministério de Minas e Energia, da ANEEL e das concessionárias D/V.

Esta proposição tenta equacionar a localização e financiamento do PROCEL mas enfraquece seu alcance e atribuições e não especifica como e por quem serão formuladas as políticas e regras de conservação e nem como serão integradas e coordenadas as ações visando a eficiência no uso e na oferta de energia elétrica.

Uma proposta mais consistente com os propósitos de valorização do fomento das atividades de uso eficiente da energia seria a transformação do PROCEL em uma agência para a racionalização energética, criada por lei, ligada ao Ministério de Minas e Energia, atuando sobre todos os energéticos, com departamento específico para a energia elétrica, e com a missão fundamental de integrar, fomentar e coordenar as ações para a promoção da eficiência energética no país. Suas funções, entre outras, compreenderiam:

- assessorar os órgãos reguladores quanto aos assuntos de eficiência energética;

- avaliar e propor normas e regulamentos inclusive os relativos ao desempenho energético de equipamentos, processos e edificações;
- monitorar as metas anuais de conservação das concessionárias de distribuição;
- apoiar pesquisa e desenvolvimento em tecnologias para eficiência energética na geração, transmissão, distribuição e uso final;
- viabilizar programas de demonstração;
- coordenar treinamento, educação e difusão de informações;
- desenvolver programas de financiamento para as atividades de DSM em cooperação com instituições financeiras;
- promover o desenvolvimento de metodologias, ferramentas e modelos computacionais que favoreçam o PIR;
- estimular a atuação das empresas de serviços energéticos - ESE's;
- avaliar a eficiência das substituições de energéticos em usos finais;
- patrocinar estudos estatísticos sistemáticos, abrangentes e confiáveis sobre equipamentos de uso final e hábitos de consumo;
- realizar estudos de projeções de economia de energia para o planejamento indicativo;

A agência para racionalização energética seria dirigida por um conselho deliberativo onde estariam representados: poder executivo; órgãos reguladores dos diversos energéticos; concessionárias; produtores independentes; consumidores; PETROBRÁS, ELETROBRÁS e outras entidades setoriais; instituições financeiras; fabricantes de equipamentos; ESE's; associações dos atingidos pelos empreendimentos energéticos; PROCON; universidades e institutos de pesquisa.

Na impossibilidade política ou administrativa de criação de um órgão fomentador da eficiência de todos os energéticos, o PROCEL se transformaria em uma agência para a racionalização da energia elétrica, com uma localização funcional que permitisse desempenhar adequadamente suas funções para o setor elétrico, e com uma direção colegiada similar à acima citada.

#### 5.2.4. As Externalidades Sociais e Ambientais

É sabido que a produção, transmissão e distribuição e a utilização de energia impactam a sociedade e o meio ambiente tanto localmente quanto regionalmente e, como hoje se reconhece, globalmente. Não existe energia "limpa": os energéticos podem ser menos ou mais "danosos" dependendo dos objetivos pretendidos e do âmbito e dos critérios considerados na avaliação.

Cabe ao poder público, através de leis e políticas gerais, e ao sistema de regulação do sistema elétrico, por meio de regulamentos e procedimentos, fazer com que os serviços de eletricidade cumpram sua função de atendimento às necessidades e interesses dos cidadãos com o menor dano social e ambiental possíveis no atual estágio de desenvolvimento político, cultural, econômico e tecnológico do país.

O projeto de reestruturação do setor elétrico, proposto pela consultoria contratada, aparentemente trata a questão dos impactos sociais e ambientais de uma maneira distante, quase como um estorvo a ser suplantado.

A colaboração entre o Ministério de Minas e Energia e o Ministério de Meio Ambiente é importante nos padrões ambientais relativos aos projetos hidroelétricos, porém não pode ser esquecido que os padrões de emissões das usinas térmicas convencionais e as consequências dos empreendimentos nucleares também carecem de uma definição legal mais precisa.

A recomendação para que o enchimento dos reservatórios ou a ativação das usinas não dependam da Licença Operacional parece ser inadequada, embora vise a diminuição dos riscos dos capitais investidos, pois enfraquece um instrumento legal de controle no momento em que a sistemática de inspeções para a verificação do atendimento às recomendações fixadas nos licenciamentos não está

perfeitamente definida. Muitos temem que, na ausência de um controle efetivo, várias atividades mitigatórias não sejam realizadas adequadamente gerando conflitos posteriores.

Conforme discutido nos itens 3.2.6. e 4.2.2. a incorporação dos custos sociais e ambientais aos empreendimentos do setor elétrico representa um importante fator para evitar distorções de preços, que provocam minimização da eficiência alocativa dos capitais e aumento do custo global para a sociedade, principalmente em um ambiente de crescente competição na geração.

Para isso os órgãos reguladores devem definir regras claras que reconheçam todos os impactos sociais e ambientais de cada tipo de empreendimento, e metodologias de avaliação dos custos de proteção e mitigação associados a esse impactos.

Com isto, o planejamento indicativo deverá incorporar as externalidades em suas avaliações econômicas, os preços da eletricidade estarão mais próximos do custo global para a sociedade e as concessionárias distribuidoras poderão ter alguns elementos indispensáveis para a elaboração de seus planos e para a realização de contratos com seus supridores.

A quantificação econômica de alguns impactos sociais e ambientais que possuem características globais é impossível ou muito polêmica e duvidosa. Em muitos impactos, a dispersão dos valores calculados é muito significativa. O sistema regulatório precisa definir procedimentos que especifiquem o que pode ser quantificado em termos de danos ou em termos de mitigação dos efeitos e o que pode ser tratado com as abordagens alternativas, descritas no item 3.2.6.

Um modelo híbrido parece ser o mais adequado para o atual momento em que a complexidade do debate e o estágio do desenvolvimento científico ainda não propiciaram posições reconhecidas majoritariamente. Um modelo deste tipo permitiria: a incorporação das externalidades com custos diretos mensuráveis; o estabelecimento de

pontuação porcentual para certos impactos; a adoção de taxas para emissões não exatamente quantificáveis (por exemplo a taxa do carbono<sup>4</sup>) ou de um mercado de permissões para emissão de poluentes.

Este mercado permite que sejam negociadas as "permissões para emissões" adquiridas originalmente do órgão público encarregado da proteção ambiental. Cada "permissão" autoriza a emissão de determinada quantidade de determinado poluente durante certo período de tempo. Como o número de permissões seriam limitadas pelo poder público, o mercado acabaria definindo um valor para elas que poderiam refletir o custo dos meios mais baratos de despoluir o meio ambiente.

Também é importante que todos os energéticos incorporem suas externalidades sociais e ambientais para evitar distorções de preços nas várias formas de produção de eletricidade e para uma avaliação mais consistente da substituição de energéticos no uso final. Este é mais um motivo para que se caminhe para uma integração das políticas sobre as várias formas de energia e que venham a ser consolidadas em uma lei abrangente.

Quanto ao reassentamento das populações atingidas pelos empreendimentos hidroelétricos e de transmissão, é conveniente que a ANEEL estabeleça uma sistemática de tratamento dessas questões amplamente debatida com todos os interessados, especialmente as comunidades atingidas.

A proposta dos consultores prevê que o agente financeiro do setor elétrico - AFS, protegido pelo governo, participe dos riscos dos investidores, em particular do custo excessivo dos reassentamentos. Não parece recomendável que o tesouro assumira quaisquer ônus provindos das incertezas dos empreendimentos do setor elétrico que devem ser absorvidos pelos agentes econômicos do próprio setor elétrico.

<sup>4</sup> A taxa do carbono seria paga por todo empreendimento que emitisse CO<sub>2</sub> para a atmosfera de forma proporcional à quantidade emitida. É um outro assunto polêmico que tem sido debatido em várias partes do mundo, como forma de aliviar os desafios do chamado efeito estufa.

Os impactos, atualmente não quantificáveis, sobre o meio físico local ou regional e sobre as populações atingidas, nas suas estruturas econômicas e culturais, devem ser abordados com aprofundados estudos técnicos e debates de caráter político, para sua melhor definição e compreensão qualitativa. Além das compromissos estabelecidos no processo de licenciamento ambiental, pode ser cogitado que uma porcentagem do preço das concessões seja aplicada obrigatoriamente em favor das comunidades e regiões atingidas.

Por último, cabe destacar que o tratamento sério das questões sociais e ambientais parece exigir, ao contrário dos que defendem processos rápidos e limitados no tempo, que os estudos e avaliações sejam realizados com a participação ampla de todos os atores, não só dos representantes do setor elétrico, e considerados como condicionantes para a tomada de decisão sobre a realização do empreendimento. E para isso, informações completas devem ser disponibilizadas de forma transparente a todos os interessados, e em tempo adequado à participação responsável nas audiências públicas.

#### 5.2.5. As Tarifas e a Estrutura Tarifária

##### 5.2.5.1. Tendências para Preços e Tarifas

A Lei das concessões estabelece que as tarifas são definidas pelo preço de oferta na licitação com previsão de reajustes periódicos, inclusive para manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

A fixação da tarifa pelo preço ofertado na licitação, serviço pelo preço, pode representar sérias dificuldades para o setor elétrico, que apresenta várias características que sofrem alterações no decorrer do tempo, implicando em variações dos custos relativos, como no caso de mudanças na densidade do consumo e da demanda e no tipo de

consumidor. De acordo com GREINER (1994), a adoção do serviço pelo preço na distribuição elétrica significa, na prática, a perda de referencial licitatório, substituído pela permanente renegociação sem parâmetros estabelecidos, representando um risco inadmissível.

Note-se que os recursos originários de serviços conexos podem representar grande fonte de receita adicional aos concessionários, principalmente com os novos desenvolvimentos tecnológicos (por exemplo, o aluguel de postes e demais infraestrutura das empresas para as infovias). A licitação deverá ser cuidadosa e avaliar adequadamente essas receitas adicionais para favorecer a redução das tarifas ou para a fixação do preço mínimo nas privatizações, o que não aconteceu, conforme ROSA et al. (1996), no caso da ESCELSA.

A Lei que criou a ANEEL conceitua o serviço pelo preço como aquele em que as tarifas máximas são fixadas no contrato de concessão resultante da licitação, no contrato de prorrogação das concessões, no contrato de concessões originado de desestatização e nos atos da ANEEL que autorizem revisões e reajustes (por 3 anos, o Ministério da Fazenda participará da definição dos parâmetros e diretrizes destas autorizações).

Pela proposta dos consultores, os preços e tarifas teriam as seguintes características:

- o preço de geração seria resultado do Mercado de Atacado de Energia - MAE, através de contratos bilaterais, com uma fase de transição com preços médios de suprimento próximos aos atuais, e de um mercado "spot" com preços estabelecidos com modelos computacionais.
- os encargos de transmissão refletiriam os custos marginais de longo prazo para atender o uso incremental da rede.
- as tarifas de distribuição seriam fixadas por fórmulas paramétricas que deverão considerar os custos subjacentes, com padrões referenciais de custos e preços, e que poderão conter elementos de

incentivos para a eficiência, para eletrificação rural e para projetos em eficiência energética.

Com relação à transmissão a responsabilidade da definição dos encargos deverá ser da ANEEL. Conforme SANTOS (1995), a metodologia ideal para o Brasil, dada as características complexas do sistema, deve privilegiar o sentido do fluxo energético, considerando o percurso utilizado e os impactos que esse fluxo provoca em toda a transmissão.

Existem ainda nebulosidades tarifárias envolvendo os conceitos de tarifa pelo preço, tarifa pelo teto, tarifa pelo custo de serviço e tarifa pelo custo marginal. De acordo com SILVA (1997), há uma tendência de evolução da regulamentação econômica para o sistema chamado "yardstick regulation" onde haveria uma espécie de referência de custos ("benchmarking") que estabeleceria parâmetros para a limitação dos preços teto. A metodologia para esse sistema ainda não está formalizada.

#### 5.2.5.2. A Estrutura Tarifária

Pela proposta dos consultores, a estrutura tarifária será de responsabilidade das concessionárias, com a supervisão da ANEEL. Se for mantido o princípio de que as tarifas da distribuição reflitam os custos subjacentes deverão ser tomados cuidados para que a estrutura tarifária respeite este princípio com exceções transparentes e aceitas pelos consumidores.

Com a possibilidade dos grandes consumidores adquirirem energia dos produtores independentes, e na dependência dos encargos de transmissão, algumas concessionárias serão tentadas a disputar esses consumidores livres, para manter seu equilíbrio econômico-financeiro, adotando uma estrutura tarifária que penaliza os

consumidores cativos, o que contribuiria para uma distorção indesejada do mercado.

Por outro lado, um subsídio tarifário cruzado favorecendo os consumidores de baixa renda e a eletrificação rural parece ser uma necessidade para o Brasil em que existe grande parcela da população só marginalmente integrada ao mercado produtivo e que não possui nenhuma proteção sócio-econômica significativa.

Uma alternativa possível para os preços aos consumidores seria manter a idéia do preço refletindo o custo real subjacente, mas com taxas de retorno variáveis conforme o tipo de consumidor, conforme discutido em GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (1996), privilegiando consumidores de baixa renda e setores econômicos de alto interesse para o desenvolvimento social.

#### 5.2.6. Regulação da Qualidade e Responsabilidades Sócio-Políticas

##### 5.2.6.1. A Regulação Técnica da Qualidade do Fornecimento

Não se pode falar em eficiência energética desvinculada da qualidade de fornecimento de energia elétrica. A vida útil e o desempenho dos equipamentos de uso final, tecnologicamente mais eficientes, estão diretamente relacionados com a qualidade e a continuidade da energia elétrica entregue ao consumidor.

É conhecido que grandes variações da tensão de alimentação e a presença de harmônicos acima de determinados limites diminuem a vida dos equipamentos e impedem seu funcionamento mais eficiente.

Particularmente no Brasil, onde os níveis de tensão regulamentados variam de 110 a 127 volts para a baixa tensão, admitindo ainda tolerâncias sobre o valor nominal, a produção de

equipamentos de uso final de energia elétrica que consigam abranger esta gama de valores mantendo bom desempenho com consumo otimizado, é técnica e economicamente impraticável.

Portanto a viabilização da eficiência econômica e energética no ciclo produção, transmissão, distribuição e uso final, justifica e exige uma rigorosa regulação em termos de qualidade, estabilidade e continuidade de fornecimento de energia aos usuários finais.

O equacionamento desta questão exige regulamentação com definições precisas dos níveis de tensão, sua tolerância, limitação dos harmônicos, limitação da frequência e duração das faltas de energia e a definição de métodos e procedimentos fiscalizatórios para verificação da observância das regras técnicas.

Parece ser uma boa medida, a implementação de um sistema de auditorias para acompanhamento permanente e regular do sistema, com técnicas de amostragem estatisticamente definidas, e para uma ágil e independente verificação das irregularidades denunciadas pelos consumidores.

Como contrapartida necessária para o fortalecimento da regulação da qualidade, é necessário o estabelecimento de multas e penalidades que induzam a tomada de ações corretivas com relação às não conformidades comprovadas pela fiscalização.

Várias iniciativas estão sendo tomadas para o estabelecimento de parâmetros para a regulamentação técnica da qualidade do fornecimento de energia elétrica, como é o caso de trabalho patrocinado pela Secretaria de Energia do Estado de São Paulo e dos estudos em realização pelo DNAEE. A experiência internacional constitui-se em outra fonte importante de subsídios.

É da maior importância que se caminhe rapidamente para um conjunto de definições regulatórias, precisas e abrangentes, sobre a

regulamentação da qualidade da energia posta a disposição dos usuários.

#### 5.2.6.2. A Apropriação de Rendas

Estando em curso no país, e especialmente no setor elétrico, um rápido e poderoso processo de transferência de controle patrimonial, torna-se bastante delicada a questão da apropriação das rendas excedentes e da absorção dos custos "irrecuperáveis".

Dentro do projeto de reestruturação proposto pelos consultores, os atuais proprietários da geração hidroelétrica de baixo custo se apropriariam das rendas excedentes derivadas das vendas a preços de mercado, enquanto que os custos irrecuperáveis que não puderem ser recuperados por preços de mercado teriam de ser absorvidos pelos atuais detentores dos ativos (com exceção das usinas nucleares que teriam algumas regras específicas).

A definição destas questões são imperiosas para a reestruturação do setor elétrico brasileiro, para a aumento dos investimentos em expansão e para que o processo de privatização não transfira para particulares, rendas excedentes que poderiam ser aplicadas para o benefício de toda a sociedade.

Com a apropriação pelo poder público, através de impostos ou de parte do pagamento das privatizações, das rendas excedentes dos empreendimentos hidroelétricos já amortizados, haveriam recursos para minimizar a dívida social com os atingidos por empreendimentos elétricos que foram bastante prejudicados na história recente, e para financiar programas massivos de eletrificação rural e mitigação de danos ambientais.

Com relação aos custos irrecuperáveis dos empreendimentos elétricos há uma tendência do Estado assumir os prejuízos. Seria

interessante que, após auditoria financeira e possíveis ações para ressarcimento dos prejuízos, fosse definida uma fórmula para repassar parte desses custos aos próprios consumidores de energia elétrica.

### 5.2.6.3. As Fontes Alternativas

Além da especial atenção aos programas de racionalização de uso final de energia, considerados como recursos, um dos elementos centrais do Planejamento Integrado de Recursos é a diversificação das fontes de suprimento de energia. Ao lado dos recursos de geração tradicionais são consideradas as possibilidades de outros recursos como a modernização de usinas antigas, a cogeração, a autoprodução, as fontes renováveis, as fontes descentralizadas e até a otimização da transmissão.

Para o caso brasileiro, parece ser indicado não só o incentivo à cogeração, à autoprodução, à utilização da biomassa, à repotenciação de usinas, à equipamentos com menores perdas, como também o incentivo à fontes alternativas não tradicionais, como a eólica e o fotovoltaico, à complementação térmica para a energia hidráulica secundária e à fontes descentralizadas que representam um grande potencial de desenvolvimento futuro.

É altamente recomendável que se incentive a pesquisa e desenvolvimento de áreas tecnologicamente promissoras que podem significar verdadeira revolução para o sistema elétrico.

Particularmente, as tecnologias de armazenagem de energia elétrica e a geração descentralizada com células de combustíveis, conforme LOVINS (1996) e MORGAN; TALUKDAR (1997), se apresentam como possibilidades de um futuro não muito remoto com as quais o país terá muito a ganhar. As novas tecnologias para a transmissão que utilizam supercondutores de alta temperatura ainda não saíram dos

laboratórios porém, por sua alta densidade de energia poderão modificar radicalmente os conceitos de transporte de energia elétrica

A articulação com o sistema de ciência e tecnologia do país e o incentivo para seu direcionamento para essas potenciais tecnologias parecem ser elementos importantes dentro de uma política energética global ou específica para o setor elétrico.

## Capítulo 6 - CONCLUSÕES

### 6.1. Introdução

A análise das perspectivas e alternativas regulatórias para a aplicação de princípios do Planejamento Integrado de Recursos no Brasil, à luz da experiência norte-americana, é o tema central deste trabalho, inspirado em três constatações fundamentais:

- o setor elétrico brasileiro está vivendo um grande processo de reestruturação e de privatizações, do qual deverá resultar um novo modelo institucional, empresarial e regulatório;
- a melhoria e a expansão dos serviços energéticos a toda a população brasileira - em boa parte excluída de seus benefícios mas atingida pelos impactos de seus empreendimentos - estão associadas à oferta e ao uso mais eficientes da energia elétrica, ao controle e mitigação dos impactos sociais e ambientais, e à participação dos vários segmentos sociais nos processos decisórios;
- as experiências mundiais com o Planejamento Integrado de Recursos (PIR), particularmente nos EUA, apresentaram resultados positivos com relação à eficiência energética, à incorporação das externalidades ambientais e à participação do público nas decisões da indústria de energia elétrica

A partir do fim da década de 70, as iniciativas e projetos para substituição do uso do petróleo por fontes alternativas e os programas de conservação de energia elétrica revelaram amplas possibilidades de racionalizar o uso da energia nos diversos setores de consumo.

O potencial de economia de energia detectado, mas não atingido, na maior parte das aplicações energéticas, indicam a existência de barreiras à eficiência energética, cuja superação parece requerer políticas e instrumentos legais e regulatórios apropriados.

No cenário internacional atual há um grande movimento por mercados mais abertos, com uma forte pressão internacional para a redução da intervenção estatal e para que a energia seja tratada como mercadoria comercial em lugar de um bem essencial.

Em paralelo, a crescente consciência ecológica da sociedade exige proteção e controle ambientais mais rígidos e tem questionado vários empreendimentos do setor elétrico. O conceito de sustentabilidade ambiental e proteção à qualidade de vida das gerações futuras passou a fazer parte da agenda nacional e internacional.

Embora a tendência para a desverticalização e para o aumento da competição fechem espaço para o Planejamento Integrado de Recursos fortemente centralizado, as suas características de flexibilidade e vários de seus princípios representam oportunidades positivas, em um ambiente descentralizado, que não devem ser desprezadas.

As perspectivas de aplicação de princípios do PIR estão ligadas ao modelo estrutural e ao sistema regulatório que vierem a ser adotados para o setor elétrico brasileiro, mas dependem da decisão política dos governantes e do debate e da aceitação de vários dos atores envolvidos.

## 6.2. Referências Conceituais

### 6.2.1. Monopólios e Tarifas

Até a década de 70, o conceito de monopólio natural era aplicado a um tipo de indústria em que os custos médios decrescem quanto maior for a produção da empresa (economia de escala), até o ponto em que uma única empresa supre a demanda inteira.

Para BAUMOL et al. (1982), o custo médio pode estar subindo mas o custo de produção de uma única empresa pode ser menor do que

duas ou mais empresas no mesmo mercado. O monopólio natural está caracterizado se, para todos os valores relevantes de produção, houver subaditividade em uma única empresa, entendendo-se que uma função de custo é subaditiva quando o custo de produzir o todo é menor que a soma dos custos de produção das partes.

Um mercado perfeitamente contestável é aquele em que se pode falar em competição, pois existe a possibilidade de entrada ou saída de um novo competidor sem que ocorram perdas significativas (custos irrecuperáveis) e sem que o monopolista possa utilizar preços predatórios.

As economias de escopo resultam da produção simultânea de múltiplos produtos por uma única empresa, que consegue custos menores do que aqueles realizados por diferentes empresas ao produzir esses mesmos produtos. A indústria de eletricidade pode ser considerada como uma indústria de produtos múltiplos e será um monopólio natural se apresentar subaditividade ou economias de escala e de escopo.

Havendo contestabilidade do mercado de grandes consumidores, um competidor potencial com livre acesso à transmissão e distribuição está livre dos custos irrecuperáveis e pode disputar parte do mercado, em condição de concorrência, se a concessionária distribuidora não praticar preços predatórios.

Atualmente, considera-se a transmissão e a distribuição de energia elétrica como monopólios naturais pois, com a tecnologia disponível, o mesmo conjunto de cabos elétricos apresenta economia de escala.

A economia de escala na geração era também considerada como monopólio natural pela crescente utilização de plantas geradoras maiores e mais eficientes. A partir dos anos 80, as pequenas plantas de geração térmica ficaram mais baratas e com maior rendimento, ganhando competitividade econômica. Estas considerações econômicas,

embora nem sempre válidas para os aproveitamentos hidrelétricos, associadas ao livre acesso à transmissão, derrubaram a idéia de monopólio na geração.

Parece inegável a existência de um grande movimento mundial visando a desverticalização do setor elétrico para garantir o aumento da competição. No entanto, a forte relação entre os segmentos de geração, transmissão e distribuição pode induzir a uma reintegração vertical pela fusão de empresas ou por fortes amarras contratuais.

Em sistemas com a chamada integração energética, como é o caso do Brasil, onde a base de geração é predominantemente hidráulica, com aproveitamentos de regularização plurianual e em cascata, as externalidades da geração ganham nova dimensão, colocando obstáculos a uma simples separação das atividades dos monopólios daqueles segmentos considerados competitivos.

No modelo neoclássico, o preço ótimo de um recurso energético é igual ao seu custo marginal de produção. Na prática, a este custo se adicionam a renda de raridade, a renda diferencial derivada dos recursos hídricos e a renda do monopólio.

Os preços da eletricidade, em uma abordagem moderna, devem atender a cinco critérios básicos:

- a) os recursos econômicos nacionais devem ser alocados eficientemente, com as tarifas sinalizando aos consumidores o custo econômico real do suprimento de eletricidade;
- b) devem ser atendidos princípios de justiça e equidade: na distribuição dos custos aos consumidores, na estabilidade dos preços e na garantia de um nível mínimo de serviço para os de baixa renda;
- c) os preços devem propiciar receitas suficientes para garantir os investimentos na expansão do sistema;
- d) a estrutura tarifária deve ser suficientemente simples para facilitar a medição e a cobrança dos consumidores;

e) devem ser considerados outros aspectos políticos e econômicos;

Na tarifação pelo custo marginal, cada consumidor paga um preço correspondente ao custo real que sua presença traz para toda a sociedade. Os consumidores que participam da ponta do sistema, sendo responsáveis pelos investimentos de expansão da capacidade instalada, devem pagar o custo da potência e da energia, e os que não contribuem para a demanda de potência na ponta só devem pagar os custos da energia consumida. Pode ser demonstrado que esta prática maximiza o bem estar social ao atender aos cinco critérios acima citados.

Embora muito utilizada em situações de monopólio público ou privado, a tarifação pelo custo do serviço exige alguns cuidados: a fixação da taxa de retorno adequada, a criação de estímulos para o aumento da produtividade e a definição de fórmulas regulatórias para evitar os sobre-investimentos ou os investimentos imprudentes.

A tarifação pelo teto, utilizada para tentar evitar os sobre-investimentos e para tentar estimular a eficiência operacional, enfrenta dois tipos básicos de questionamento: (1) os critérios para a fixação do teto são polêmicos; (2) o redutor tarifário pode se transformar em "acrescentador", como tem mostrado a experiência da Inglaterra.

Nos mercados competitivos, em que o preço da geração de energia elétrica está ligado ao custo marginal, a utilização de recursos naturais com diferentes qualidades irá gerar rendas diferenciais para as diversas unidades produtivas, principalmente no caso de alguns potenciais hidráulicos

A definição do sistema tarifário deve levar em conta quem se apropriará destas rendas diferenciais: as concessionárias, os grandes consumidores industriais, as classes de mais alta renda (via produtos consumidos a custo energético subsidiado), as classes de baixa renda (via tarifas subsidiadas) ou o governo (via impostos ou pagamentos pela outorga de concessão).

### 6.2.2. Reestruturação e Privatizações

Nos últimos anos, a indústria de energia elétrica tem passado por processos de reestruturação e de privatizações em vários países do mundo. Apesar de serem processos distintos, muitos agentes participantes - governantes, políticos e até técnicos - os tratam, erroneamente, como indissociáveis

Privatização é a mudança de propriedade das empresas do governo para o setor privado, justificada seja pela busca de gerenciamento mais eficiente, seja por prioridades econômico-financeiras de cada governo ou ainda por razões político-ideológicas. O processo de reestruturação refere-se aos arranjos comerciais para a venda de energia, às alternativas de separação ou desverticalização das estruturas industriais integradas e à introdução da competição e da livre escolha.

O desmembramento de uma empresa integrada exige que as relações de comando e controle das operações sejam substituídas por relações contratuais entre empresas desverticalizadas. Definida sua viabilidade técnica, é necessário avaliar minuciosamente os custos transacionais, para garantir que seus valores não sejam tão altos que representem aumento geral de custos para sociedade ou mecanismos perversos de apropriação de rendas.

HUNT; SHUTTLEWORTH (1996a) propõem uma classificação com quatro modelos estruturais básicos que, embora permitindo nuances e variantes, correspondem a diferentes e definidos graus de monopólio, competição e liberdade de escolha, descritos no item 2.4.2.

Os Modelos com menor livre escolha (1 e 2) favorecem a supervisão regulatória para: o uso racional da energia, a utilização de fontes energéticas diversificadas, o tratamento adequado das questões

ambientais, as tarifas subsidiadas para a população de baixa renda, a energização rural e os programas de desenvolvimento econômico.

Nos Modelos de maior competição (3 e 4), as políticas ambientais e sociais e as relacionadas ao uso final eficiente ficam mais dependentes de mecanismos governamentais ou de mercado, com os graus de eficácia inerentes ao seu estágio de evolução. O sistema de regulação deverá dedicar especial atenção aos meios definidores da apropriação dos excedentes econômicos e aos mecanismos contribuidores para a universalização do atendimento.

A complexidade do sistema de regulação depende de cada modelo, da transição entre modelos e do eventual processo de mudança de propriedade. Para aumentar a competição pode haver necessidade de um processo de desregulamentação e a construção de uma nova regulamentação, com um sistema de regulação (controle na aplicação das regras) mais forte, independente e transparente.

#### 6.2.4. A Questão Sócio-Ambiental, o Gerenciamento do Lado da Demanda e o PIR

A conscientização sobre a importância do meio ambiente e sobre a necessidade de sua preservação tem crescido sistematicamente a partir da década de sessenta. Inicialmente relacionada a impactos particulares e a danos localizados à natureza, a questão ambiental assumiu caráter global, incorporando preocupações com o desenvolvimento sustentável ou, em outras palavras, com a capacidade do mundo atual garantir a qualidade de vida para as futuras gerações.

As atividades relacionadas à energia são responsáveis por grandes impactos sociais e ambientais (comentados no item 2.5.2). A consideração desta questão passou a exercer considerável influência no planejamento da produção, transporte, distribuição e utilização dos

energéticos. Foram valorizados a eficiência energética, as energias renováveis e a busca da minimização dos impactos sócio-ambientais dos empreendimentos elétricos.

Ganhou também maior destaque a discussão sobre a incorporação das externalidades sócio-ambientais, pois: (1) as características dos bens ambientais (irreversibilidade, incerteza e singularidade) favorecem a opção de preservação contra a realização de um projeto causador de danos ambientais; (2) as externalidades negativas não se refletem no custo final da energia e portanto, o livre mercado tende a não levá-las em conta, produzindo bens e serviços não ótimos para a sociedade.

Dois grupos de métodos de avaliação têm sido utilizados para os impactos ambientais que não têm uma tradução econômica bem definida: (1) os diretos, que relacionam-se a quanto as pessoas estão propensas a pagar (PAP) para evitar um dano ambiental e a quanto as pessoas estão propensas a aceitar (PAA), monetariamente, por um dano ambiental; (2) os indiretos, que procuram relações "dose-efeito" para tipos de perdas ambientais e suas conseqüências, sem considerar diretamente a propensão econômica dos indivíduos.

Não é simples construir um modelo de avaliação dos impactos sócio-ambientais dos projetos de expansão do fornecimento de energia elétrica mas, devido sua importância atual, é crescente o número de especialistas que defendem alguma forma de valoração comparativa que seja aceita e aplicada pelos diversos atores do setor energético.

Na visão do modelo econômico convencional, a falta de eficiência no uso da energia está principalmente relacionada à distorção de preços oriundas de subsídios, ausência de competição e custos dificilmente quantificáveis. As imperfeições de mercado ou são desprezíveis ou afetam somente um pequeno número de consumidores.

Entretanto, como contraponto a esta perspectiva, muitos estudos demonstraram que a difusão de tecnologias e de processos de eficiência

de uso final é gravemente dificultada ou até impedida por muitos fatores distintos das eventuais distorções de preços. Há um grande potencial de economias de eletricidade não realizado, há uma assimetria entre o tempo de retorno esperado do investimento que o consumidor admite em relação ao utilizado pelo agente supridor de energia e existem várias outras barreiras institucionais ou de mercado, descritas em 2.7.1.2, que restringem e muitas vezes impedem a melhoria da eficiência de uso final da energia

Portanto, o redesenho de critérios tarifários e outras medidas ligadas à sinalização dos preços, realizados isoladamente, são insuficientes para mobilizar o grande potencial de conservação existente. Ações institucionais e algum tipo de intervenção regulatória ou governamental (políticas públicas) são necessárias para remover barreiras e para corrigir as imperfeições do mercado na direção da racionalidade energética.

Os programas de gerenciamento do lado da demanda (DSM), patrocinados por concessionárias, tentam obter economias efetivas em custo, que de outra forma não seriam obtidas ou seriam obtidas com retardamento, induzindo investimentos em uma sobre capacidade de geração com o aumento de tarifas e a perda da eficiência alocativa.

A primeira fase do gerenciamento do lado da demanda corresponde basicamente aos programas de gerenciamento de carga, aos programas educativos para a uso eficiente da energia, às auditorias energéticas, e aos estímulos para os consumidores trabalharem com as Empresas de Serviços Energéticos (ESE's).

A prática expandiu o conceito de DSM que passou a incorporar outras ações: programas de descontos diretos na conta de eletricidade pelo uso de equipamentos mais eficientes, programas de orientação ao consumidor na identificação, especificação, financiamento e instalação de projetos mais abrangentes e programas que enfatizavam a transformação dos mercados.

A partir de 94, com o aumento da competição no setor elétrico, iniciou-se uma terceira fase das DSM. As concessionárias começaram a limitar seus programas para reduzir custos, abandonando os programas de descontos e de aquisição de recursos mais abrangentes e utilizando abordagens menos custosas e mais bem planejadas.

A estratégia principal do planejamento convencional de um sistema elétrico é atender à previsão de demanda de eletricidade pela otimização de um conjunto de opções de suprimento, transmissão e distribuição, buscando o menor custo, o atendimento aos padrões de qualidade e confiabilidade e a observância de certas restrições ambientais.

O Planejamento Integrado de Recursos (PIR) basicamente é uma metodologia de planejamento que busca atender, de maneira confiável e com qualidade, a demanda por serviços energéticos com custos mínimos para a sociedade, pela otimização de um conjunto de opções de suprimento, de transmissão, de distribuição e de uso final eficiente, levando em conta as externalidades sócio-ambientais e o tratamento adequado das incertezas.

Portanto, as opções do lado da demanda são consideradas no mesmo nível que as opções do lado da oferta, não somente em termos de custos por kWh, mas também em termos de confiabilidade, controlabilidade, impactos e riscos.

Um processo típico de PIR inicia-se pela definição dos objetivos estratégicos da concessionária e pela identificação dos recursos de oferta existentes e dos resultados previstos para os programas de eficiência energética em andamento. Os estudos de projeção da demanda futura são realizados utilizando-se técnicas de cenários e de análise de uso final de energia. Como resultado, surgem as necessidades mais prováveis de novos recursos.

Para satisfazer essas necessidades, são pesquisadas alternativas de oferta, de demanda, de transmissão e distribuição e de mecanismos tarifários. Diferentes combinações dessas opções são mensuradas em termos de vários atributos, tais como: desempenho técnico; custos para a sociedade, para a concessionária e para os consumidores; impactos sócio-ambientais; resiliência aos riscos e incertezas.

Como resultado das análises, é escolhido o melhor conjunto alternativo de recursos que é submetido à avaliação do sistema regulador e, em sendo aprovado, é implementado e monitorado pela concessionária.

Durante as várias etapas deste processo, há abertura para a participação pública através de representantes dos consumidores, dos grupos ambientalistas, das comunidades afetadas, de especialistas externos às concessionárias e dos próprios agentes reguladores.

Um bom Plano Integrado de Recursos é flexível e deve ser acompanhado, de forma permanente, pela concessionária que monitora sua implantação, os efeitos parciais de seus impactos e sua aderência aos fatores externos em evolução, podendo proceder às modificações e aos ajustes que se mostrarem necessários.

### 6.3. A Experiência Norte-Americana

#### 6.3.1. As Condições para o Surgimento do PIR

Com a promulgação do "The Public Utility Holding Company Act (PUHCA) em 1935, foram estabelecidas as condições regulatórias básicas para o funcionamento estável da indústria elétrica americana por várias décadas: (1) criação de mecanismos para o rompimento de alguns trustes privados; (2) normatização do regime de concessões e

definição do regime de tarifa pela taxa de retorno; (3) fortalecimento das comissões reguladoras estaduais.

Cada um dos Estados Americanos possui uma comissão reguladora, a "Public Utilities Commission - PUC", geralmente constituída por três a cinco membros, que exerce sua autoridade sobre as concessionárias privadas do Estado.

Apesar da forte presença do governo federal na geração e venda da energia hidroclétrica e da proliferação de um grande número de cooperativas e concessionárias públicas estaduais e municipais, as concessionárias privadas, reguladas por agências federais e estaduais, mantiveram sua presença dominante no setor elétrico americano. A típica concessionária privada dos anos 70 gerava, transmitia e distribuía, sendo um exemplo clássico de integração vertical.

Para reduzir a importação de petróleo e para contornar a instabilidade da indústria de eletricidade provocada pelas crises do petróleo, em 1978 foi promulgado o "Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)", que promovia a conservação de energia, estimulava o uso de fontes alternativas renováveis e criava uma nova classe de geradores de energia elétrica, dos quais as concessionárias eram obrigadas a comprar energia elétrica ao preço do "custo evitado".

A implementação do PURPA provocou um grande impacto no mercado de energia elétrica dos EUA, pois as concessionárias perderam o monopólio da expansão da oferta de energia, e as economias de escala na geração elétrica mostraram-se questionáveis.

Com os estímulos dados aos novos produtores independentes de energia, as concessionárias receberam uma enxurrada de ofertas de suprimento, que superavam em muito suas necessidades. Alguns reguladores perceberam que o preço resultante de um processo de concorrências poderia substituir o valor estabelecido para o custo evitado e tornar-se um referencial para outros investimentos das concessionárias, inclusive os programas de DSM.

Na mesma na época, algumas PUC's não permitiram que todos os custos das concessionárias fossem repassados às tarifas. Pela primeira vez, os investimentos imprudentes passaram a penalizar os investidores e não os consumidores.

Neste contexto, apoiado por algumas comissões reguladoras estaduais, pelos ambientalistas e conservacionistas, o PIR encontrou motivação nas concessionárias, que procuravam evitar o alto custo de novas plantas de grande porte para geração, necessitavam criar mecanismos de avaliação dos programas de eficiência de uso final, buscavam maior flexibilidade para lidar com as incertezas e ansiavam por relações menos tormentosas com o público consumidor, produtores independentes, acionistas e os reguladores.

#### 6.3.2. Algumas Lições sobre o PIR até o Início dos Anos 90

A concessionária privada regulada foi uma das instituições responsáveis pelo sucesso do PIR, realizando estudos detalhados, escolhendo o conjunto alternativo de recursos e acompanhando a implementação da opção escolhida.

Os programas de DSM conduzidos pelas concessionárias trazem diversas vantagens: (1) os beneficiários das economias podem ser os próprios consumidores de cada região; (2) os gastos do programa numa determinada área podem ser distribuídos pelos kWh consumidos nesta mesma área; (3) existem maiores facilidades de comunicação com os participantes; (4) os programas podem ser mais consistentes, o que, em geral, garante impactos ótimos inclusive no fator de carga.

As PUC's devem privilegiar um relacionamento cooperativo, em lugar de imposições ou acordos conflituosos, e devem assumir responsabilidades, tais como: fomentar programas piloto de DSM; escolher apropriadamente os testes de custo/benefício; adotar

mecanismos para permitir que os investimentos em programas de conservação sejam atraentes para as concessionárias e para os consumidores; tratar adequadamente as incertezas e as externalidades; considerar a competitividade e o desenvolvimento do país; desenvolver capacitação humana e autonomia financeira suficientes para avaliar, corretamente, os planos das concessionárias.

Os testes utilizados para avaliar os programas de DSM são polêmicos e devem ser discutidos com transparência, pois seus reflexos podem influenciar tarifas, dividendos de acionistas e os beneficiários dos programas. Esses testes podem ser realizados em diferentes perspectivas. O grande debate nos EUA, sobre qual perspectiva deve ser utilizada na avaliação dos programas de DSM, esteve centrado no teste de custo total do recurso e no teste do não participante (teste RIM).

Do ponto de vista do tratamento das incertezas, um conjunto de opções de recursos do lado da oferta e do lado da demanda exigem a aplicação de técnicas mistas, mas pode apresentar maior flexibilidade de decisões e reduzir os riscos associados.

A incorporação das externalidades sócio-ambientais tem sido um objetivo permanente dentro do PIR, para evitar distorções no processo de seleção dos recursos, com prejuízos para toda sociedade. Muitas comissões reguladoras adotaram diversos procedimentos e abordagens para realizar essa incorporação. Entretanto, ainda existem muitas divergências sobre as formas de tratamento dos impactos sócio-ambientais no planejamento da expansão do sistema elétrico.

Em alguns Estados, as PUC's estimularam as concessionárias para que realizassem concorrências para a aquisição de recursos de geração e de DSM, cujos procedimentos e resultados foram bastante diversos e controversos. Entretanto, foi constatado que o processo de concorrência pode contribuir para que o mercado determine o preço dos novos recursos, o mix de recursos do lado da oferta com os recursos do

lado da demanda e o mix dos recursos concorrenciais de DSM com os programas patrocinados pelas concessionárias.

A participação formal do público externo às concessionárias, em várias etapas do processo do PIR, tem sido considerada como vital para que os interesses dos vários atores sejam comparados e para que os interesses da comunidade não sejam esquecidos. As experiências realizadas com os chamados grupos colaborativos para o gerenciamento do lado da demanda foram bem sucedidas, indicando que a ampliação do universo de participantes pode ser benéfica em várias fases do processo de planejamento.

### 6.3.3. Os Impactos das Reformas dos Anos 90

Em 1992, aceitando o princípio da competição na geração, o "Energy Policy Act (EPACT)" abriu possibilidades para o livre acesso ao sistema nacional de transmissão para todos os supridores de energia e desregulamentou alguns aspectos da venda de energia que vigoravam desde 1935.

Enquanto os agentes reguladores federais estabeleciam novas regras para aumentar a competição, em 1995 a "California Public Utilities Commission - CPUC" aprovou um plano de reorganização do mercado local de eletricidade que criou um mercado regional de comercialização de energia no atacado e uma espécie de "acesso direto virtual à transmissão".

O ritmo e a profundidade do processo de reestruturação são variáveis de Estado para Estado. As condições operacionais e econômicas do sistema de transmissão, ainda não definidas, representam, junto com os custos irrecuperáveis, pontos cruciais do atual processo de reestruturação do setor elétrico. Porém, não há mais lugar para o monopólio da geração e a desverticalização é uma

tendência, pelo menos contábil, com a abertura de maior espaço para os produtores independentes.

O quadro atual parece fechar os espaços para o Planejamento Integrado de Recursos fortemente centralizado. Alguns acreditam que as ações típicas da função "gerenciamento do conjunto alternativo de recursos elétricos", possam ser resolvidas pelos contratos entre compradores e vendedores individuais, respondendo ao aumento da capacidade de escolha e aos preços da eletricidade definidos pelo mercado. Outros argumentam que vários agentes com poder de decisão não conseguirão produzir um conjunto ótimo de recursos que possa atender às necessidades dos serviços energéticos, aos menores custos possíveis de todo o ciclo de vida.

Em linhas gerais, as atividades de DSM serão, aparentemente, muito afetadas pelo processo de reestruturação, devendo diminuir de intensidade mas não extintas. Parece haver espaço para os seguintes programas: gerenciamento de carga, informações, financiamento com baixas taxas de juros, transformação de mercado, uso das oportunidades de substituição de equipamentos e/ou processos, diferenciadores dos serviços e todos os programas que atendam o teste na perspectiva do consumidor não participante (teste RIM).

Por outro lado, os consumidores, em geral, apreciam o contato com os representantes das concessionárias e estão satisfeitos com os resultados obtidos em termos de conforto e proteção ao meio ambiente.

A regulação do sistema elétrico, o preço da eletricidade e a importância da redução e mitigação dos impactos sócio-ambientais deverão ser os elementos cruciais para o tipo de continuidade que os programas de DSM apresentarão.

Recentes estudos sugerem que as externalidades ambientais, associadas a algumas emissões das novas usinas de geração térmica, podem ser bem menores do que anteriormente avaliado. Contudo, esses estudos não levaram em conta as emissões que contribuem para o efeito

estufa, particularmente o CO<sub>2</sub>, que ainda não estão sendo avaliadas com a necessária confiabilidade.

Entretanto, em um mercado competitivo, o controle de numerosas unidades de geração e a tomada de decisões na direção do aumento de preços para a redução das emissões de CO<sub>2</sub> não serão tarefas simples para os reguladores.

O ponto de chegada do atual processo de reestruturação do setor elétrico norte-americano ainda não é plenamente conhecido, embora grandes transformações tecnológicas favorecedoras da descentralização possam aprofundá-lo e tornar obsoletas algumas das discussões atuais.

#### 6.4. O Sistema Elétrico Brasileiro

##### 6.4.1. Características Gerais

O modelo estrutural do setor elétrico brasileiro, que se manteve até meados da atual década, era uma variante do Modelo 1, descrito no item 2.4.2., com monopólio em todos os níveis. A geração, calcada em grandes aproveitamentos hidroelétricos, não estava submetida à competição; a transmissão era, basicamente, de responsabilidade da concessionária geradora; os consumidores finais eram atendidos pela concessionária distribuidora da área.

O sistema elétrico era fortemente centralizado pelo governo federal e sua expansão esteve articulada à políticas de desenvolvimento econômico global e regional e aos interesses de vários atores, como as empresas construtoras, as consultorias, os fabricantes de equipamentos, os organismos financeiros internacionais. Todavia, o número de atores que realmente tinham possibilidade de intervenção

era restrito, pois não foram criados mecanismos de controle social para o setor e não existia transparência nas decisões mais importantes.

As empresas estatais, introduzidas em larga escala a partir do regime militar, são dominantes no setor elétrico e atingiram níveis técnicos e administrativos de reconhecida qualidade. Mas sua instrumentalização foi grande, tanto em práticas clientelistas e indevidas ingerências quanto como agente de políticas públicas.

Os governos estaduais não chegaram a ter papel regulador. A regulação do setor elétrico sempre esteve atrelada ao executivo federal e com características um pouco nebulosas no que se refere aos órgãos executores, suas responsabilidades e sua autonomia. Em particular, na fixação de tarifas o papel do Ministério da Fazenda tem sido dominante.

Uma característica marcante, que faz do caso brasileiro uma singularidade, é o enorme predomínio da geração hidrica, com usinas de grandes reservatórios de regularização plurianual, com aproveitamento em cascata e, por vezes, pertencentes a diversas empresas, localizadas em bacias com diversidade hidrológica, tornando imperiosa a necessidade de cooperação para uma boa operação.

Essas características da geração levaram ao desenvolvimento de um complexo sistema de transmissão que, integrando cada subsistema, evita a ociosidade energética na ordem de 20% da energia total.

A relação consumo elétrico/PIB atingiu 0,373 kWh/US\$ em 1996, um dos maiores índices do mundo. Isto se explica, em parte, pela estrutura de produção e pelo estágio de desenvolvimento do País e, em parte, pelas perdas no suprimento e pela ainda incipiente racionalidade de uso final da energia elétrica. Por outro lado, a eletrificação rural apresenta graves deficiências, contribuindo para a exclusão social de milhões de brasileiros.

#### 6.4.2. A Racionalização Energética e a Questão Sócio-Ambiental

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), iniciado em 85, é considerado o primeiro esforço sistematizado e amplo para a promoção do uso eficiente da energia elétrica no Brasil.

Suas atividades sofreram algumas dificuldades e limitações, das quais podem ser apontadas: a ausência de estudos sistemáticos e dados confiáveis sobre consumo de uso final nas várias regiões do país, a precária metodologia de análise e avaliação dos resultados obtidos, a instabilidade econômico-financeira do período, as limitações da regulamentação e o fato das concessionárias distribuidoras considerarem a energia economizada como energia não vendida.

Apesar das dificuldades, os resultados alcançados são expressivos: até 1996, a redução obtida no consumo foi estimada em 3600 GWh/ano, o que equivale a uma potência instalada de 820 MW, correspondendo a US 1730 milhões em investimentos evitados, para gastos de US 113,5 milhões, significando um enorme benefício para a sociedade brasileira.

É interessante notar a crescente importância dos esforços de eficiência de geração e disponibilização de energia em usinas e a presença marcante, nos resultados finais, dos programas de iluminação, etiquetagem de geladeiras e de redução de perdas comerciais pela instalação de medidores, sendo que este último representa, basicamente, mais racionalização contábil e financeira do que racionalização de uso da energia, embora o preço real, muitas vezes, induza à racionalização do consumo. Apesar de terem sido incorporados recentemente às linhas de atuação do PROCEL, os programas de DSM de concessionárias têm sido pouco expressivos.

Para o PROCEL, o potencial de economia de energia até o ano de 2015 chega a 130 TWh o que significaria a postergação da expansão na capacidade instalada de cerca de 25.000 MW. São números ambiciosos que revelam as enormes possibilidades e necessidades de ações de eficiência energética

Com relação ao meio ambiente, no Brasil foi estabelecida uma legislação abrangente e complexa, que traz algumas exigências aos empreendimentos elétricos. Uma lacuna é a inexistência de padrões federais relativos às emissões poluentes de usinas térmicas. Os padrões de qualidade do ar dependem de legislação estadual ou municipal, o que provoca tratamentos diferenciados para cada região.

Até o final da década de setenta, a questão ambiental não era reconhecida no planejamento da expansão do setor elétrico. A questão dos impactos diretamente sociais foi, nesse período, vista quase como um problema de assistência social e tratada autoritariamente.

Em fins dos anos oitenta, as ações mitigatórias começaram a ser incluídas nos projetos. E na década de noventa, algumas características técnicas dos projetos (como cota de reservatório) foram definidas considerando-se a diminuição dos danos sociais e ambientais. Ressalte-se que alguns progressos têm sido feitos pela ELETROBRÁS para cálculo dos custos ambientais dos empreendimentos elétricos, apesar dessa questão ainda não estar bem equacionada.

O tipo de abordagem previsto no plano decenal 1997-2006, sobre a viabilidade ambiental dos empreendimentos, atende ao prescrito na legislação ambiental existente, mas não contribui para o estabelecimento de um conjunto alternativo de recursos que possa conduzir a custos mínimos para a sociedade.

### 6.4.3. Aspectos Relevantes até o Início dos Anos 90

Na década de oitenta, as previsões do planejamento da expansão distanciaram-se constantemente do consumo real verificado. Esta série continuada de discrepâncias provocou permanentes revisões de prioridades e estratégias e colocou em debate a própria estrutura do planejamento elétrico do País.

Não foi dada a devida importância aos riscos associados aos altos custos das novas usinas, aos problemas sociais e ambientais trazidos pela expansão do suprimento energético, à possibilidade de participação no processo de outros atores, às fontes alternativas e descentralizadas e à elaboração de um melhor conjunto de recursos de oferta e demanda que atendam às necessidades de serviços energéticos com o mínimo custo do ciclo de vida para a sociedade.

No atual processo de planejamento, as projeções de economia de energia são realizadas pelo PROCEL, utilizando índices de penetração de tecnologias mais eficientes disponíveis por setores de consumo e por regiões. Uma completa análise com a metodologia baseada nos usos finais ainda não é realizada.

Com relação às tarifas, a última palavra sobre o seu valor era dada pelo Ministério da Fazenda que, repetidamente, conteve os reajustes tarifários como elemento de política macroeconômica para o combate à inflação.

Esta prática, que durou longos anos, provocou taxas de remuneração dos investimentos muito abaixo do limite legal e uma carência de recursos que contribuiu para fragilizar a situação financeira de muitas concessionárias.

O sistema de tarifas equalizadas procurava estabelecer um ambiente econômico favorável ao desenvolvimento mais equilibrado das várias regiões do País, mas nenhuma ação efetiva conseguiu impedir

que as empresas mais eficientes e de menor custo fossem penalizadas por transferência de recursos,

Por outro lado, o reduzido nível tarifário e os diferenciais de preços favoráveis aos consumidores não residenciais, em especial os eletro-intensivos, propiciaram uma transferência de renda da população em geral para alguns setores sociais, incluindo aqueles pertencentes à parcela mais integrada do país, cuja eficiência empresarial deveria ser estimulada por tarifas mais próximas ao seu real valor econômico.

A forma organizacional do sistema elétrico brasileiro, sua regulação e suas relações com os poderes executivos federal e estaduais não propiciaram uma ação integrada com os outros recursos energéticos do país e resultaram em vários e prolongados conflitos intrasetoriais. A fraqueza do poder executivo federal e a ausência de uma hegemonia política fragilizavam o poder regulador e fiscalizador sobre as concessões dos serviços elétricos.

Nesse contexto, a acentuada queda das tarifas e os problemas de má gestão das empresas conduziram muitas concessionárias a um quadro de insolvência e agravaram as disputas pela apropriação de rendas dentro do setor elétrico, em parte revertida pelo encontro geral de contas promovido pela Lei 8631/93 (que também extinguiu a equalização tarifária mantendo a tarifação pelo custo do serviço).

No final dos anos 80, a confusa situação político-econômica do país aprofundou o debate sobre a crise do papel do Estado e, dentro desta, a crise do setor energético.

Por outro lado, a erosão do conceito de monopólio natural na geração, o surgimento dos produtores independentes de energia e a introdução de mecanismos concorrenciais nos outros elos da cadeia da indústria de energia elétrica traziam novos elementos para o debate sobre a reestruturação do sistema elétrico brasileiro.

No entanto, as questões relativas à dificuldade de financiamento da expansão e à ineficiência das concessionárias estatais têm dominado esses debates e colocado em segundo plano a questão da eficiência econômica estrutural e alocativa. Assim, a privatização das estatais elétricas resolveria todos os problemas do setor elétrico, pela atração dos capitais privados, inclusive os internacionais, e pela sua maior eficiência empresarial.

Esta posição tem sido contestada com duas linhas de argumentos:

- a remuneração tarifária adequada, a complementação térmica, a descentralização das fontes de energia, os incentivos à cogeração, os programas de racionalização do uso final da energia e outros critérios de planejamento e estímulos regulatórios característicos do Planejamento Integrado de Recursos poderiam garantir os recursos requeridos para a expansão do sistema.
- as ações para a melhoria da eficiência produtiva das empresas, como dirigentes profissionalizados, transparência, controle de gestão, incentivos regulatórios, iniciativas para superar os "gargalos" financeiros (securitização dos recebíveis, engenharia financeira dos projetos, etc.) e até mesmo mudança de propriedade, não podem ser confundidas com a escala ótima da empresa e os problemas de apropriação das rendas.

Ressalte-se que as mudanças em curso em todo o mundo e os fortes interesses que as determinam, associados às diretrizes dos organismos financeiros internacionais exercem inegável influência nos debates e nas decisões sobre o processo de reestruturação

## 6.5 Perspectivas Regulatórias e os Elementos do PIR

### 6.5.1. Recente Legislação e Proposta de Reestruturação

As disposições constitucionais de 1988 têm profundas implicações para todo o sistema elétrico brasileiro: extinguem a anterior prática de concessões de serviços públicos, definem as competências da União relativas ao setor elétrico e admitem que lei complementar autorize os Estados a legislar sobre questões ligadas à energia.

A Lei 8987/95, a chamada Lei das Concessões, regulamenta o artigo 175 da Constituição brasileira, dispondo sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos.

Regras específicas para o setor elétrico foram estabelecidas pela Lei 9074/95, que teve como motivação básica a prorrogação das concessões existentes, mas dispôs sobre várias matérias complementares para o setor elétrico, inclusive estabelecendo a figura do produtor independente e criando condições para a reestruturação dos serviços públicos de energia.

Essas Leis e respectivos Decretos prevêem como concessionário de geração de energia elétrica, o vencedor de licitação cujo preço determinará a tarifa e como produtor independente a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que recebam autorização ou concessão de uso de bem público para gerar energia elétrica e comercializá-la, no todo ou em parte, por sua conta e risco, regulado basicamente pelas forças de mercado.

Vários dos artigos dessas duas Leis exigem regulamentação. A abrangência, a diversidade e a importância dos temas a serem regulamentados conferem especial relevância às atribuições da regulação e à estrutura e aos instrumentos dos órgãos regulatórios.

Algumas propostas foram formuladas, buscando fixar políticas estaduais na área de energia e propondo estruturas reguladoras e controladoras das questões relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Algumas delas incorporam elementos da experiência norte-americana, como a participação de vários agentes, a exigência de planos plurianuais da concessionária, a importância da conservação de energia e da proteção ao meio ambiente e a regulação descentralizada conjunta dos vários energéticos.

Em dezembro de 96, foi promulgada a Lei 9427 que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que sucederá o DNAEE, com a finalidade de regular e fiscalizar o setor de energia elétrica. Cabe destacar algumas disposições desta Lei:

- A direção da ANEEL será exercida de forma colegiada por um Diretor-Geral e quatro outros Diretores, nomeados pelo Presidente da República após aprovação prévia do Senado Federal. Os Diretores terão algumas garantias contra exoneração imotivada e não poderão ter certos vínculos. A maioria dos Diretores da primeira gestão serão nomeados pelo Presidente da República, sem as garantias contra exoneração imotivada e sem limitações de vínculos.
- O serviço pelo preço é conceituado como o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são aquelas fixadas nos contratos de concessão e nos atos da ANEEL que autorizem revisões ou reajustes. Durante três anos o Ministério da Fazenda participará da definição de parâmetros e diretrizes para os reajustes e revisões das tarifas.
- A descentralização facultativa das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica, prevista nas leis comentadas anteriormente, será realizada mediante convênios com os Estados e o Distrito Federal, no caso do interessado possuir competência técnica e administrativa para isso.

O relatório consolidado com a proposta do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, elaborado pelo consórcio liderado pela Coopers & Lybrand, explicita que o objetivo da reforma do

setor elétrico brasileiro "é, acima de tudo, permitir ao Governo concentrar-se sobre suas funções políticas e de regulamentação do setor, proporcionando a transferência de responsabilidade sobre operação e investimento ao setor privado".

A proposta apresentada é complexa, detalhada e polêmica. São descritas a seguir algumas de suas proposições:

- Será criado o Mercado de Atacado de Energia - MAE, porém existirá uma fase de transição, com "contratos iniciais" de 15 anos de duração onde os volumes contratados serão reduzidos gradualmente.
- O planejamento da expansão de médio e longo prazo será indicativo.
- Os ativos da transmissão serão desagregados. A geração deverá ser desagregada em empresas separadas ou subsidiárias de geração.
- Foi adiado para o futuro uma lei abrangente sobre eletricidade.
- As tarifas serão fixadas por fórmulas paramétricas que refletirão os custos subjacentes e poderão conter elementos de incentivos para a eletrificação rural, para projetos em eficiência energética no mercado cativo e para propiciar descontos aos consumidores de baixa renda.
- O procedimento de licenciamento ambiental deverá ser revisto para atender às necessidades do setor privado, de modo que o enchimento do reservatório ou a ativação da usina não dependam da Licença Operacional, como prevê a atual legislação.
- A descentralização da regulação aos Estados nas áreas de distribuição e varejo só será realizada após a privatização das concessionárias estaduais desse segmentos.
- O PROCEL se concentrará nas funções de assessoria técnica, catalisador e órgão executivo, enquanto a formulação de políticas e regulamentações caberá aos órgãos governamentais competentes. Não são recomendadas as ofertas formais de programas de gerenciamento do lado da demanda.
- O setor público deverá continuar financiando pelo menos parte da expansão do sistema, pois grande parte do capital privado disponível será utilizado nas privatizações, que apresentam menores riscos do que os investimentos em expansão.

### 6.5.2. Os desafios para a Aplicação de Elementos do PIR

As recentes disposições legais, a proposta de reestruturação apresentada pelos consultores contratados e as diretrizes do governo federal, inclusive na linha da desestatização, apontam para os seguintes elementos básicos para a reorganização do setor elétrico brasileiro:

- crescente participação do capital privado, nacional e internacional;
- licitação das novas concessões na geração e na rede de transmissão;
- mercado competitivo na geração com estímulos à participação de produtores independentes, autoprodutores e cogeneradores;
- separação, física ou contábil, das atividades antes integradas de geração, transmissão e distribuição;
- livre acesso à transmissão;
- expansão do sistema com planejamento indicativo;
- tarifação de serviço pelo preço, com teto, e talvez "benchmarking";

A menos de surpresas políticas, o modelo brasileiro em implantação parece conter elementos dos modelos 2, 3 e 4, concituados por HUNT; SHUTTLEWORTH (1996a).

Para as condições brasileiras, nível de energização e universalização dos serviços, característica dos sistemas interligados fortemente centrados em base hídrica, grande dispersão geográfica, variados graus de desenvolvimento econômico e social, parece utópico que se dependa somente dos instrumentos de mercado para garantir o abastecimento elétrico no médio e longo prazo, a eficiência do uso de energia e o tratamento adequado de todas as questões ambientais.

Para isto é necessário um arcabouço institucional e um sistema regulatório adequado que mantenham equilíbrio entre funções centralizadas e descentralizadas e entre competição e cooperação.

Além da adequada qualidade dos serviços, do estímulo à competição, da razoabilidade dos preços, da viabilidade econômico-financeira das empresas, o sistema regulatório pode exercer o papel de instrumento de controle social do sistema elétrico.

Neste sentido, o órgão regulador deve atender a princípios e características, para os quais algumas alternativas e comentários estão abaixo reproduzidos:

a) Autonomia Administrativa e Financeira

Controles externos sobre a ANEEL são necessários. Uma avaliação feita pelo poder legislativo e/ou por comissões representativas de um amplo leque dos setores da sociedade podem viabilizar autonomia com controle público, limitando interferências indevidas do poder executivo que tem sido extremamente poderoso no quadro político brasileiro e minimizando as possibilidades futuras da chamada "captura do regulador pelo regulado".

A exceção para a primeira gestão da autarquia em que três dos diretores, a maioria, serão diretamente nomeados pelo governo federal sem nenhuma limitação de vínculos e sem garantia de mandato, transforma a ANEEL em um órgão da administração direta, representando basicamente uma determinada hegemonia política que pode ser conjuntural.

b) Competência Técnica

Para que o corpo técnico da ANEEL tenha capacitação profissional para enfrentar os grandes desafios do novo sistema regulador parece indispensável que a remuneração seja compatível com a manutenção de um quadro qualificado e que a estabilidade seja garantida.

c) Transparência e Representatividade

É necessário que sejam detalhadas as formas de participação dos usuários na fiscalização e as formas de disponibilização de relatórios sobre os serviços prestados. As audiências públicas, previstas na Lei da ANEEL, podem significar um espaço efetivo para a participação de consumidores, das entidades representativas dos vários segmentos

interessados e de todos os cidadãos, nas principais decisões do setor elétrico. É importante que sua regulamentação especifique as decisões para as quais elas serão realizadas (tarifas, estruturas tarifárias, licitações, projetos, programas e diretrizes, critérios para serviço adequado etc.) e garanta o acesso às informações necessárias, em tempo hábil, a todos os interessados.

#### d) Estabilidade, Praticidade e Objetividade

A idéia de postergar uma lei abrangente para a eletricidade não parece conveniente para a estabilidade das regras regulatórias.

Como uma das tendências do sistema elétrico brasileiro é a progressiva participação de novas fontes primárias (gás natural, biomassa e talvez outras), parece ser prudente e necessário iniciar o processo de formulação de uma lei abrangente sobre política energética em que um dos capítulos básicos seja a eletricidade e suas interações com os outros energéticos.

#### e) Descentralização

Os limites, atualmente existentes, para o papel da regulação a partir de órgãos estaduais, meramente tolerados via convênios, aparentam alguma precariedade. O papel relevante que os órgãos reguladores estaduais podem exercer na regulação, fiscalização e controle das concessionárias locais é bem demonstrado pela experiência das PUC's norte americanas.

Parece ser necessária a regulamentação do acesso às informações das concessionárias locais pelos órgãos descentralizados, os quais poderão estimular a utilização de conceitos do Planejamento Integrado de Recursos e atuar firmemente no incentivo à eletrificação rural e nas implicações sociais do serviço público de energia elétrica.

As agências estaduais, conforme recente Lei do Estado de São Paulo, poderão exercer a regulação, fiscalização e controle dos serviços públicos de energia, e não somente de eletricidade.

Em um processo de reestruturação, centrado na busca da competição, as atividades de DSM tendem a diminuir de intensidade e

exigem um planejamento mais adequado com monitoramento constante e melhor avaliação dos resultados.

Os programas DSM das concessionárias que atendem ao teste na perspectiva do não participante (teste RIM) deverão continuar a ser desenvolvidos, pois não causam grandes impactos negativos nos negócios das concessionárias, não pressionam as tarifas e não exigem incentivos regulatórios especiais. Contudo, para que as concessionárias possam promover todos os programas DSM que atendam ao teste do custo social dos recursos são necessários financiamentos especiais ou incentivos regulatórios.

Com a entidade responsável pelo planejamento indicativo, o PROCEL, a ANEEL e os órgãos reguladores estaduais apoiando os princípios do PIR, estarão dadas as condições para que possam ser realizados exercícios e verificada a possibilidade das concessionárias de distribuição patrocinarem programas de DSM e exercerem a função de "gerenciamento do conjunto alternativo de recursos".

Se for adotada a prática dos "contratos iniciais" na transição para um novo modelo, parte desse volume inicial contratado poderia vir de concorrências, onde ESE's e outros interessados pudessem apresentar propostas de programas de DSM. A ANEEL poderia regulamentar algumas experiências-piloto para essa finalidade.

Para melhor integrar, fomentar e coordenar as ações para a promoção da eficiência energética no país, o PROCEL poderia ser transformado em uma agência para a racionalização energética, criada por lei, ligada ao Ministério de Minas e Energia, atuando sobre todos os energéticos, com departamento específico para a energia elétrica e com um conselho deliberativo bastante representativo. Suas principais funções estão elencadas no item 5.2.3.3.

Na impossibilidade política ou administrativa de criação de um órgão fomentador da eficiência de todos os energéticos, o PROCEL se transformaria em uma agência para a racionalização da energia elétrica,

com uma localização funcional que lhe permitisse desempenhar suas funções de forma adequada.

A incorporação dos custos sociais e ambientais aos empreendimentos do setor elétrico representa um importante fator para evitar distorções de preços, que provocam minimização da eficiência alocativa dos capitais e aumento do custo global para a sociedade, principalmente em um ambiente de crescente competição na geração.

Para isso os órgãos reguladores podem definir regras claras que reconheçam todos os impactos sociais e ambientais de cada tipo de empreendimento, e metodologias de avaliação dos custos de proteção e mitigação associados a esse impactos.

Um modelo híbrido parece ser o mais adequado para o atual momento em que a complexidade do debate e o estágio do desenvolvimento científico ainda não propiciaram posições reconhecidas majoritariamente. Tal modelo permitiria: a incorporação dos custos diretos mensuráveis; o estabelecimento de pontuação porcentual para certos impactos; a adoção de taxas para emissões não exatamente quantificáveis (por exemplo, a taxa do carbono) ou de um mercado de permissões para emissão de poluentes.

Quanto ao reassentamento das populações atingidas pelos empreendimentos elétricos, é conveniente que a ANEEL estabeleça uma sistemática de tratamento dessas questões amplamente debatida com todos os interessados, especialmente as comunidades atingidas

O tratamento sério das questões sociais e ambientais parece exigir que as informações completas sobre os empreendimentos sejam disponibilizadas de forma transparente a todos os interessados, e em tempo adequado à participação responsável nas audiências públicas.

Com relação a preços e tarifas existem ainda nebulosidades envolvendo as atividades segmentadas do setor elétrico e os conceitos

de tarifa pelo preço, tarifa pelo teto, tarifa pelo custo de serviço e tarifa pelo custo marginal.

Uma alternativa possível para os preços aos consumidores seria manter a idéia do preço refletindo o custo real subjacente, mas com taxas de retorno variáveis conforme o tipo de consumidor, privilegiando consumidores de baixa renda e setores econômicos de alto interesse para o desenvolvimento social.

Não se pode falar em eficiência energética desvinculada da qualidade de fornecimento de energia elétrica. A vida útil e o desempenho dos equipamentos de uso final, tecnologicamente mais eficientes, estão diretamente relacionados com a qualidade e a continuidade da energia elétrica entregue ao consumidor.

O equacionamento desta questão passa por uma rigorosa regulamentação técnica da qualidade do fornecimento, pela definição de métodos e procedimentos fiscalizatórios para verificação da observância das regras técnicas, pela realização de auditorias e pelo estabelecimento de multas e penalidades.

Outro assunto delicado se refere à apropriação das rendas excedentes e à absorção dos custos "irrecuperáveis". O equacionamento destas questões é imperioso para a reestruturação do setor elétrico, para o aumento dos investimentos em expansão e para que o processo de privatização não transfira para particulares rendas excedentes que poderiam ser aplicadas em benefício de toda a sociedade.

Para o Brasil, parece ser indicado não só o incentivo à cogeração, à autoprodução, à utilização da biomassa, à repotenciação de usinas, como também o incentivo às fontes alternativas não tradicionais, como a eólica e o fotovoltaico, à complementação térmica para firmar a energia hidráulica secundária e à pesquisa de novas tecnologias que favoreçam a geração descentralizada e que podem representar uma verdadeira revolução para o sistema elétrico.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ♦ BANCO MUNDIAL. **La función del banco mundial en el sector de la electricidad.** Washington, D.C. 1.ed. en espanhol.,1993.
- ♦ BAUMOL, W.J.; PANZAR, J.C.; WILLIG, R.D. **Contestable markets and the theory of industry structure.** New York: HBJ, 1982.
- ♦ BAUER, D.C.; ETO, J.H. **Future directions: integrated resource planning.** 1993. /Xerocopiado/.
- ♦ BELLO, A.; CORREIA, J.; SANTOS, R.H. **Sistema elétrico nacional: crise e propostas de alterações institucionais.** São Paulo : Programa de pós-graduação em energia da USP. 1992. /Apresentado ao Seminário de pós-graduação, na disciplina Fundamentos da Energia. /Xerocopiado/
- ♦ BERG, S.V.; TSCHIRHART, J. **Natural monopoly regulation: principles and practice.** New york, Cambridge University Press, 1988. (Cambridge Surveys of Economic Literature)
- ♦ BRASIL. Ministério das Minas e Energia. **Balanço Energético Nacional.** Brasilia, 1978.
- ♦ BRITISH COLUMBIA UTILITIES COMMISSION. **Integrated resource planning ("IRP") guidelines,** 1993. Vancouver, British Columbia, 1993.
- ♦ BRITO, R. **A reestruturação e privatização do setor elétrico brasileiro: desafios e soluções.** / Pronunciamento de encerramento do Seminário Gazeta Mercantil "Privatização do Setor Elétrico", São Paulo, 1997/
- ♦ CAVANAGH, R.;HIRST, E.; MILLER, P. The future of DSM in a restructured US electricity industry. **Energy Policy**, V. 24, n.º4, p. 303-315, 1996.
- ♦ CHAMBERLIN, J.H.; HERMAN, P.M. How much DSM is really there? **Energy Policy**, V. 24, n.º4, p. 323-330, 1996.
- ♦ COOPERS & LYBRAND. Stage I - Situational appraisal and new review of work in progress, **Draft Report I -1 and 2,** october 1996.
- ♦ COOPERS & LYBRAND. Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro; relatório consolidado etapa IV-1; vol. 1, **Sumário Executivo,** junho de 1997

- ◆ DE ALMEIDA, A.T. An introduction to integrated resource planning. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA ELÉCTRICA: APLICACIONES EN EMPRESAS ELÉCTRICAS Y USUARIOS FINALES, 1992. CHILE. **Anais**. Santiago, Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, 1992.
- ◆ DE ARAÚJO, J.L. et al. **Rational energy use in Brazil: policies, programs, results**. Rio de Janeiro, COPPE, IEI / UFRJ, Final Report, 1993.
- ◆ DE HOLLANDA, J. B.; POOLE, A. D.; TOLMASQUIN, M. **Documento provocativo**. In: Workshop INEE/BIRD-UNDP sobre eficiência energética no Brasil. Rio de Janeiro, 1994.
- ◆ DE OLIVEIRA, A. **Reforma do setor elétrico: que podemos aprender com a experiência alheia?** Mimeo, 1997.
- ◆ DUTT, S. G. **Techniques for end use electricity analysis and conservation program design and evaluation - A manual**. Volume A: Technical and economic end use analysis. CEES/USAID, Princeton and Washington, USA, 1992.
- ◆ DUTT, S. G. **Electricity at least cost - A manual on the end-use-oriented approach to electricity supply in India**. Princeton University, USA, 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-ESETT. Milan, Italy, October 1991
- ◆ ELETRICIDADE MODERNA. Perfil do setor de energia elétrica / 1995. São Paulo : Aranda Editora Técnica e Cultural Ltda., v.23, n°256, p.124-138, Jul.1995
- ◆ ELETROBRÁS. Boletim Trimestral. SIESE. **Síntese**. 1991
- ◆ ELETROBRÁS. Plano nacional de energia elétrica 1993-2015: plano 2015; v. II. **Estudos básicos**. Rio de Janeiro, abril de 1994.
- ◆ ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão 1997-2006**. Rio de Janeiro, 1996.
- ◆ ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Electric power annual 1992**, US. Department of Energy. (DOE) Washington, DC - USA, 1993a.
- ◆ ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **The changing structure of the electric power industry, 1970-1991**, US. Department of Energy. (DOE) Washington, DC - USA, 1993b.

- ◆ EPRI - RCG/HAGLER, BAYLLY. **Impact evaluation of demnd-side management programs**. Volume 1 - A guide to current practice. EPRI, 1991a.
- ◆ EPRI - RCG/HAGLER, BAYLLY. **Impact evaluation of demnd-side management programs**. Volume 2 - Case studies and applications. EPRI, 1991b.
- ◆ ETO, J.; DESTIBATS, A.; SCHUTZ, D. **Sharing the savings to promote energy efficiency**. Lawrence Berkeley Laboratory, University of California. Berkeley, CA, USA, 1992.
- ◆ FORTUNATO, L.A.M. et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói, Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990. (Colab. ELETROBRÁS)
- ◆ GELLER, H. **O uso eficiente da eletricidade: uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil**. Trad. de Maria de Fátima Costa. Rio de Janeiro, INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética, 1994.
- ◆ GELLER, H; NADEL, S. What have we learned? Where are we going? **Energy Policy**, V. 24, n.º4, p. 289-302, 1996.
- ◆ GELLINGS, C. W. The perspective of the man who coined the term DSM. **Energy Policy**, V. 24, n.º4, p. 285-288, 1996.
- ◆ GIRARDI, C. **O NOVO DIREITO DAS CONCESSÕES DE ENERGIA ELÉTRICA**. / Apresentado no Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Regulatório, Institucional e Organizacional do Setor Elétrico USP/UNICAMP/EFEI/SEE-SP, Módulo II-Direito da Eletricidade, 1997/
- ◆ GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. **For an energy efficient QUÉBEC**. Report of the consultation panel for the public debate on energy, 1996.
- ◆ GOLDEMBERG, J.; JOHANSSON, T. B.; REDDY, A. K. N.; WILLIAMS, R. H. **Energy for a sustainable world**. New Delhi, Willey Eastern Limited, 1988.
- ◆ GREINER, P. **Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro**. São Paulo, 1994. Tese (Doutorado) - Escola de Administração de Empresas de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas.
- ◆ GREINER, P. **Competição na geração de energia elétrica**. In Ministério de Minas e Energia, Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - "Informações Básicas". Brasília, 1997.
- ◆ HIRST, E. Key issues for state regulators on electric-utility integrated resource planning. In: **CONFERENCE ON LEAST-COST UTILITY**

**PLANNING**, 1988. Aspen, Colorado : National Association of Regulatory Utility Commissioners, 1988.

- ◆ **HIRST, E. A good integrated resource plan: guidelines for electric utilities and regulators.** U.S. Department of Energy. 1992a.
- ◆ **HIRST, E. Definitions and tradeoffs: cost - effectiveness of utility DSM programs.** ACEE, Integrated Resource Planning - Proceedings, Summer study on energy efficiency in buildings. 1992b.
- ◆ **HIRST, E. What constitutes a good integrated resource plan? Utilities Policy**, Oxford, v.4, n.2, p. 141-153, April 1994.
- ◆ **HIRST, E.; GOLDMAN, C.; HOPKINS, M.E.** Integrated resource planning for electric and gas utilities. In: **State of the art of energy efficiency: future directions** / ed. by Edward Vine and Drury Crawley. Washington, DC, American Council for an Energy - Efficient Economy, 1991. p.7-35.
- ◆ **HOFFMANN, C.A.A. O acesso à rede e as mudanças institucionais no setor elétrico brasileiro.** Rio de Janeiro, 1996. 153p. Tese (Doutorado) - Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade do Rio de Janeiro.
- ◆ **HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. Competition and choice in electricity.** England, John Wiley & Sons Ltda., 1996a.
- ◆ **HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G.** Unlocking the grid. **IEEE Spectrum**, v. 33, n. 7, p. 20-25, July 1996b.
- ◆ **JACCARD, M. Changing canadian electricity markets and the future role of government.** Draft, 1994. Xerocopiado.
- ◆ **JOSKOW, P.L.** The evolution of competition in the electric power industry. **Annual Review Energy**, v.13, p. 215-238, 1988.
- ◆ **JOSKOW, P.L.; SCHMALENSEE, R. Markets for power: an analysis of electric utility Deregulation.** The Massachusetts Institute of Technology. MIT, 2ª.ed.1985.
- ◆ **KOIFMAN, S.; MATTOS, I. E. Campos eletromagnéticos de frequência extremamente baixa (50-60 Hz) e câncer: revisão comentada da literatura.** Relatório técnico de convênio de cooperação entre ELETROBRÁS e FIOCRUZ, Rio de Janeiro, 1996.
- ◆ **KRAUSE, F.; ETO, J. Least-cost utility planning handbook for Public Commissioners - the demand side: conceptual and methodological issues.** Berkeley, CA : Lawrence Berkeley Laboratory, 1988. v.2 - LBL-25472. (NARUC - National Association of Regulatory

Utility Commissioners - US. Department of Energy, Washington,DC - USA (DOE Grant n° DE-FG01-87CE27564).

- ◆ LOVINS, A.B. Negawatts: twelve transitions, eight improvements and one distraction. **Energy Policy**. V. 24, n.º4, p. 331-343, 1996
- ◆ MARNAY, C.; COMMES, G.A. California ERAM's experience. In: **Regulatory incentives for demand - side management** / ed. by Nadel, S. M.; Reid, M. W; Wolcott, D. R. American Council for an Energy - Efficient Economy. Washington, DC, 1992. p.39-62.
- ◆ MARTIN, P. E. The external costs of electricity generation: lessons from the US experience. **Energy Studies Review** . Vol. 7, n.º3, p. 232-246, 1995.
- ◆ MEDEIROS F., J. A. Programa nacional de conservación de energia de Brasil: proceso de revitalización, desafíos, estrategias y principales resultados. **Revista Energética**, año 20, n.º3, p. 57-64, 1996.
- ◆ MEIER P.; MUNASINGHE, M. **Incorporating environmental concerns into power sector decisionmaking: a case study of Sri Lanka**. Washington, DC, World Bank, 1994.
- ◆ MILL, J.S. **Princípios de economia política**: com algumas de suas aplicações á filosofia social. São Paulo: Abril Cultural, 1983. v.2 (Os Economistas)
- ◆ MOREIRA, J. R.; POOLE, A. D. **Hydropower and its constraints**. 1991. /Xerocopiado/.
- ◆ MORGAN, M. G.; TALUKDAR, S. Nurturing R&D. **IEEE Spectrum**, v. 33, n. 7, p. 32-33, july 1996.
- ◆ MOSKOVITZ, D. Why regulatory reform for DSM. In: **Regulatory incentives for demand - side management** / ed. Nadel, S. M.; Reid, M. W; Wolcott, D. R. American Council for an Energy - Efficient Economy. Washington, DC, 1992. p.1-19.
- ◆ MUNASINGHE, M.; WARFORD, J.J. **Electricity pricing: theory and case studies**. Baltimore, John Hopkins University Press, 1982.
- ◆ NADEL, S. et al. **Energy efficient motor systems**: a handbook on technology programs and policy opportunities. Washington, DC, American Council for an Energy - Efficient Economy, 1991.
- ◆ NADEL, S. M.; REID, M. W; WOLCOTT, D. R., ed. : **Regulatory incentives for demand - side management**. , American Council for an Energy - Efficient Economy. Washington, D.C,1992.

- ♦ NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS (NARUC). **Resolution in support of incentives for electric utility least-cost planning.** Washington, D.C. 1989.
- ♦ OTTINGER, R. L. Consideration of environmental externality costs in electric utility resource selections and regulation. In: **State of the art of energy efficiency: future directions** / ed. by Edward Vine and Drury Crawley. Washington, DC, American Council for an Energy - Efficient Economy, 1991. p.37-60.
- ♦ PALXÃO, L.E. **Experiências se complementam e redesenham o setor elétrico.** . In Ministério de Minas e Energia, Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - "Informações Básicas". Brasília, 1997.
- ♦ PERCEBOIS, J. **Economie de l'énergie.** Paris, Ed. Économica, 1989. (Collection Bibliothèque des Matières Premières, Serie Energie)
- ♦ PROCEL. Resultados quantitativos e realizações do PROCEL: **Sumário.** Rio de Janeiro. 1997.
- ♦ RAAB, J.; SCHWEITZER, M. **Public involvement in integrated resource planning: a study of demand-side management collaboratives.** ORNL/COM-344, Oak Ridge National Laboratory. Oak Ridge, TN, 1992.
- ♦ REDDY, A. **Barriers to improvements in energy efficiency.** In: INTERNATIONAL WORKSHOP ON REDUCING CARBON EMISSIONS FROM THE DEVELOPING WORLD: ASSESSMENT OF BENEFITS, COSTS AND BARRIERS, California, 1991. p.1-34.
- ♦ REID, M. W. The evolution of DSM incentives. In: **Regulatory incentives for demand - side management** / ed. Nadel, S. M.; Reid, M. W; Wolcott, D. R. American Council for an Energy - Efficient Economy. Washington, DC, 1992. p.21-37.
- ♦ REVISE - Revisão Institucional do Setor Elétrico. **Relatório Final de Diagnóstico.** 1998
- ♦ ROSA, L. P. et al. **Avaliação da conservação de energia elétrica no Brasil e da atuação do PROCEL: relatório 1.** Rio de Janeiro. Convênio ELETROBRÁS-PROCEL/PPE-COPPE. 1994.
- ♦ ROSA, L. P.; SCHAEFFER, R. Global warming potentials: the case of emissions from dams. **Energy Policy.** V. 23, n.º2, p. 149-158, 1995
- ♦ ROSA, L. P; TOLMASQUIM, M.T.; PIRES, J.C.L.; SENRA, P.M. **O estado do Rio de Janeiro e a privatização do setor elétrico.** Centro de Estudos de Energia - ENERGE. Rio de Janeiro, 1996.

- ◆ SANTOS, M. F. M. **O Programa Nacional de conservação de energia elétrica - PROCEL.** Rio de Janeiro, 1994. / Apresentado no SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE ESTRATÉGIAS DE CONSERVAÇÃO E USO EFICIENTE DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL. /Xerocopiado/
- ◆ SANTOS, M. F. M. Acesso à transmissão: o Sintrel como elemento indutor da competitividade. **Eletricidade Moderna**, São Paulo, v.23, nº256, p.88-107, Jul.1995.
- ◆ SANTOS, C. B. **Incorporação de elementos do planejamento integrado de recursos nos estudos de expansão do setor elétrico brasileiro.** São Paulo, 1997. 241p. Dissertação (Mestrado) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - Universidade de São Paulo.
- ◆ SAUER, I.L. **Condicionantes técnicos e econômicos para a reestruturação do sistema energético brasileiro.** São Paulo : USP - Instituto de Eletrotécnica e energia - Programa de pós-graduação em Energia - CEEMA, 1995. 17p. (Versão preliminar).
- ◆ SCARPINELLA, C. **Externalidades no planejamento do setor elétrico.** Versão preliminar, 1997. /Xerocopiado/.
- ◆ SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE ESTRATÉGIAS DE CONSERVAÇÃO E USO EFICIENTE DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: **Síntese Gerencial.** Rio de Janeiro, ELETROBRÁS, PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, 1994. (trabalho de conclusão)
- ◆ SILVA, B.D. **Histórico do DNAE e criação da ANEEL.** /Apresentado no Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Regulatório, Institucional e Organizacional do Setor Elétrico USP/UNICAMP/EFEI/SEE-SP, Módulo III-Regulação., 1997/