

Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT  
Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP  
Programa de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico - PADCT

# **ESTUDO DA COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA**

---

---

SERVIÇOS DE INFRA-ESTRUTURA DE  
ENERGIA E COMPETITIVIDADE

Nota Técnica Temática do Bloco  
"Condições Infra-Estruturais da Competitividade"

O conteúdo deste documento é de exclusiva responsabilidade da equipe técnica do Consórcio. Não representa a opinião do Governo Federal.

Campinas, 1993

Documento elaborado pelo consultor Cláudio S. Maciel (Professor do Instituto de Economia - UNICAMP e Pesquisador do Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia - NEIT).

A Comissão de Coordenação - formada por Luciano G. Coutinho (IE/UNICAMP), João Carlos Ferraz (IEI/UFRJ), Abílio dos Santos (FDC) e Pedro da Motta Veiga (FUNCEX) - considera que o conteúdo deste documento está coerente com o Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira (ECIB), incorpora contribuições obtidas nos workshops e servirá como subsídio para as Notas Técnicas Finais de síntese do Estudo.

**CONSÓRCIO**

**Comissão de Coordenação**

INSTITUTO DE ECONOMIA/UNICAMP  
INSTITUTO DE ECONOMIA INDUSTRIAL/UFRJ  
FUNDAÇÃO DOM CABRAL  
FUNDAÇÃO CENTRO DE ESTUDOS DO COMÉRCIO EXTERIOR

**Instituições Associadas**

SCIENCE POLICY RESEARCH UNIT - SPRU/SUSSEX UNIVERSITY  
INSTITUTO DE ESTUDOS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - IEDI  
NÚCLEO DE POLÍTICA E ADMINISTRAÇÃO EM CIÊNCIA E TECNOLOGIA - NACIT/UFBA  
DEPARTAMENTO DE POLÍTICA CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA - IG/UNICAMP  
INSTITUTO EQUATORIAL DE CULTURA CONTEMPORÂNEA

**Instituições Subcontratadas**

INSTITUTO BRASILEIRO DE OPINIÃO PÚBLICA E ESTATÍSTICA - IBOPE  
ERNST & YOUNG, SOTEC  
COOPERS & LYBRAND BIEDERMANN, BORDASCH

**Instituição Gestora**

FUNDAÇÃO ECONOMIA DE CAMPINAS - FECAMP

### EQUIPE DE COORDENAÇÃO TÉCNICA

<b>Coordenação Geral:</b>	Luciano G. Coutinho (UNICAMP-IE) João Carlos Ferraz (UFRJ-IEI)
<b>Coordenação Internacional:</b>	José Eduardo Cassiolato (SPRU)
<b>Coordenação Executiva:</b>	Ana Lucia Gonçalves da Silva (UNICAMP-IE) Maria Carolina Capistrano (UFRJ-IEI)
<b>Coord. Análise dos Fatores Sistêmicos:</b>	Mario Luiz Possas (UNICAMP-IE)
<b>Apoio Coord. Anál. Fatores Sistêmicos:</b>	Mariano F. Laplane (UNICAMP-IE) João E. M. P. Furtado (UNESP; UNICAMP-IE)
<b>Coordenação Análise da Indústria:</b>	Lia Haguenaer (UFRJ-IEI) David Kupfer (UFRJ-IEI)
<b>Apoio Coord. Análise da Indústria:</b>	Anibal Wanderley (UFRJ-IEI)
<b>Coordenação de Eventos:</b>	Gianna Sagázio (FDC)

#### Contratado por:

Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT  
Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP  
Programa de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico - PADCT

### COMISSÃO DE SUPERVISÃO

O Estudo foi supervisionado por uma Comissão formada por:

João Camilo Penna - Presidente	Júlio Fusaro Mourão (BNDES)
Lourival Carmo Mônico (FINEP) - Vice-Presidente	Lauro Fiúza Júnior (CIC)
Afonso Carlos Corrêa Fleury (USP)	Mauro Marcondes Rodrigues (BNDES)
Aílton Barcelos Fernandes (MICT)	Nelson Back (UFSC)
Aldo Sani (RIOCELL)	Oskar Klingl (MCT)
Antonio dos Santos Maciel Neto (MICT)	Paulo Bastos Tigre (UFRJ)
Eduardo Gondim de Vasconcellos (USP)	Paulo Diedrichsen Villares (VILLARES)
Frederico Reis de Araújo (MCT)	Paulo de Tarso Paixão (DIEESE)
Guilherme Emrich (BIOBRÁS)	Renato Kasinsky (COFAP)

**ESTUDO DA COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA**

José Paulo Silveira (MCT)

Wilson Suzigan (UNICAMP)

SUM`RIO

RESUMO EXECUTIVO .....	1
INTRODUÇÃO .....	32
1. DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO BRASILEIRA .....	34
1.1. Política e Matriz Energética .....	35
1.2. Quadro Jurídico-Institucional e Organizacional .....	45
1.3. Financiamento .....	50
1.4. Complexos Industriais .....	54
2. TENDÊNCIAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS .....	62
2.1. Tendências Nacionais .....	62
2.1.1. Investimentos planejados .....	62
2.1.2. Gás natural .....	66
2.2. Tendências Internacionais .....	78
3. PROPOSIÇÕES DE POLÍTICA .....	82
3.1. Proposições ao Nível da Intervenção Pública mais Geral .....	82
3.2. Proposições ao Nível da Intervenção Pública nos Setores Energéticos .....	87
3.3. Proposições ao Nível dos Complexos Industriais .....	95
4. INDICADORES .....	96
BIBLIOGRAFIA .....	101

**RESUMO EXECUTIVO****INTRODUÇÃO**

Este estudo temático considera as deficiências dos serviços de infra-estrutura de energia como obstáculos à modernização competitiva do país, particularmente de seu parque industrial. Desta maneira, procura apontar, nos marcos das imensas restrições atuais, ações de duas ordens: aquelas que busquem a sustentação mínima dos serviços já oferecidos e aquelas que permitam as condições para a expansão dos mesmos serviços. Em particular, as ações referentes à sustentação mínima dos serviços de energia elétrica devem ser equacionadas sob a pressão da possibilidade - afastada pela crise nos últimos anos - de racionamentos, ou mesmo *blackouts*, na hipótese de uma retomada vigorosa do crescimento da economia. Ora, restrições energéticas desta natureza seriam gravíssimas: os centros de decisão não podem entrar em colapso por deficiências nas infra-estruturas. Além disso, as repercussões negativas sobre a competitividade seriam fortes.

## 1. DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO BRASILEIRA

Os principais problemas pertinentes à infra-estrutura de energia inserem-se nos planos jurídico-institucional, financeiro e de formulação de políticas públicas e definição de prioridades de médio e longo prazos. Em particular:

a) a deterioração dos mecanismos de planejamento e operacionalização de políticas de Estado e a interrupção do debate fecundo das questões energéticas nos anos oitenta resultaram em uma falta de **visão global**, que gere políticas públicas, nessa área nos anos noventa. Em que pese, portanto, as boas condições para esse intento, que poderiam advir do controle monopólico estatal dos setores estratégicos de energia elétrica e petróleo. Esta visão integrada faz-se necessária, para levar a efeito as mudanças desejáveis na matriz energética conformada ao longo dos últimos vinte anos, assim como para evitar erros de política, em especial aqueles que venham a ser gerados em virtude das pressões das restrições macroeconômicas;

b) a concretização de soluções para os gargalos produtivos e para a formulação de **projetos prioritários de infra-estrutura integrada** se defronta com as condições objetivas jurídico-institucionais e organizacionais do setor elétrico, que sofre um processo de reestruturação moroso;

c) as fontes de financiamento da expansão da infra-estrutura de energia encontram-se desmanteladas. Providências imediatas de diminuição do endividamento intragoverno são imperativas, mas não serão suficientes para dar conta dos montantes necessários. O **financiamento de projetos de infra-estrutura integrada** exigirá, além de tarifas e preços realistas, recursos orçamentários e modificações importantes no sistema financeiro, no sentido de dotá-lo de instrumentos adequados. Legislações atualizadas e a concepção de bons projetos constituirão instrumento básico de

estímulo ao concurso de capitais privados para o seu financiamento.

### **1.1. Política e Matriz Energética**

A estrutura da oferta de energéticos no Brasil transformou-se radicalmente, sob a pressão da crise, nos últimos vinte anos, conformando uma matriz energética caracterizada, ao mesmo tempo, pela presença destacada de fontes renováveis e pela elevação crescente da intensidade energética.

A política energética engendrada após 1973 pautou-se por objetivos estratégicos e instrumentos definidos. Conformou-se, assim, uma matriz energética com forte presença de fontes energéticas renováveis: a participação da energia primária renovável no consumo total de fontes primárias foi de 60,9% em 1991. De 1976 a 1991, reduziu-se a participação percentual do petróleo no consumo total, de 42% para 30,8%; elevou-se a participação percentual da hidreletricidade, de 21,6% para 34,3%, assim como a participação percentual dos produtos da cana-de-açúcar, de 4,2 para 10,6%.

Ao mesmo tempo, de 1980 a 1991, o crescimento do PIB brasileiro foi de 1,5% a.a., enquanto que o consumo final de energia total (petróleo e derivados, gás natural, carvão mineral, lenha, eletricidade e derivados de cana) aumentou 2,8% a.a. Isto traduz um acréscimo de consumo de energia por unidade produzida, conforme a) consumo total/PIB total: de 0,492 KEP/US\$ em 1980 para 0,563 KEP/US\$ em 1991 e b) consumo industrial/PIB industrial: de 0,564 KEP/US\$ em 1980 para 0,790 KEP/US\$ em 1991. Este último resultado contrasta com a evolução nos países desenvolvidos, onde se observou uma redução do consumo de energia industrial por unidade de PIB da ordem de 30% a 50%.

Desta maneira, projetou-se, no período aludido, um percurso caracterizado por: acentuação de fontes energéticas renováveis na matriz brasileira; diminuição da dependência externa de energia

(demanda interna - produção interna) de 36,1% para 22% (1976-91); aumento de intensidade de energia do produto industrial.

O sucesso na implementação de estratégias de diversificação de fontes primárias energéticas esteve atrelado a grandes pacotes de investimento. Aportes substanciais de recursos de investimento na área energética verificaram-se até os primeiros anos da década de oitenta: 2,8% do PIB nos anos de 1971 a 1973, 5% em 1982, mas 3% em 1987. Consideradas as fontes energéticas individualmente, os dados apontam: a elevação dos investimentos em energia elétrica de 1,8% do PIB nos primeiros anos dos setenta para 2,6% em 1983; a elevação dos investimentos em petróleo de 0,8% em 1973 para 1,8% do PIB em 1982; uma proporção de 0,5% do PIB destinada aos investimentos de implantação do Proálcool entre 1980 e 1984; a sustentação de investimentos da ordem de 0,2% do PIB em energia nuclear entre 1978 e 1985.

A capacidade instalada de geração elétrica evoluiu de 27,2 GW em 1979 para 44,3 GW em 1987 e 50,8 GW em 1991. Se incluídos os autoprodutores, o total sobe para 54,1 GW em 1991, gerados predominantemente por usinas hidrelétricas (aproximadamente 90%) componentes dos sistemas interligados e por usinas termoelétricas (cerca de 10%). O colapso dos mecanismos de financiamento ao setor impôs reduções drásticas nos investimentos, bastando atentar para a queda substantiva das médias anuais no período de 1983 a 1986 e, muito pior ainda, após 1987. Poderá haver, sem dúvida, o aumento dos níveis de risco e perda por ocasião da retomada do desenvolvimento.

A média de produção de petróleo passou de 160 mil bpd (1978) para 570 mil bpd (1987) e 653 mil bpd em 1990. Todavia, a média de produção projetada de 1 milhão de bpd tem sido sucessivamente adiada.

O ano de 1985 foi o divisor de águas entre as fases de auge e o declínio do Proálcool. O número de projetos enquadrados e o montante dos investimentos sofrem uma redução abrupta.

A repartição das modalidades de serviços infra-estruturais de energia acumulou distorções importantes. A **dieselização** dos transportes de cargas e passageiros teve repercussões estruturais profundas em três aspectos: a) o petróleo importado passou a atender primordialmente a demanda de diesel; b) a geração de volumes crescentes de óleo diesel obrigou a Petrobrás à realização de adaptações onerosas na estrutura de refino, buscando adequar a oferta à demanda de derivados; c) os crescentes excedentes de gasolina foram exportados constantemente de forma gravosa. As dificuldades de exportação dos excedentes de óleo combustível levaram a Petrobrás a atuar na estrutura de refino, através da implantação de novas unidades de recraqueamento desse derivado pesado.

A recessão de 1981/83 acarretou capacidade ociosa de geração de energia elétrica e a introdução de **programas de eletrotermia** com tarifas privilegiadas, estas últimas ainda representando 5,0 TWh em 1991. A participação no consumo de energia elétrica classe industrial da produção de bens eletrointensivos chegou a 36% ou 36,7 TWh em 1991, contribuindo para a forte intensificação do uso de eletricidade por unidade de produto.

A ausência de soluções decisivas para equacionar as distorções acumuladas deve-se, em boa parte, à falta de uma **concepção integrada do setor energético**, em termos de formulação de políticas públicas e definição de prioridades. Hoje, a questão energética está fortemente ligada à da preservação do meio ambiente: obter mais energia disponível com menor crescimento da exploração dos recursos naturais. Quer dizer, melhorar a eficiência na transformação (produção e consumo final) e no transporte e distribuição de energia.

Discussões futuras sobre a matriz energética e a formulação de políticas públicas a ela referentes deverão partir de: a) a qualidade da matriz estará cada vez mais ligada à menor intensidade energética; b) a transformação da matriz estará

subordinada à obtenção de fontes de recursos para propiciar as desejadas alterações; c) a obtenção desses recursos só se verificará, se as proposições passarem pelo crivo dos debates e pressões crescentemente acirrados no plano nacional e internacional. Isto porque, a proposição de metas físicas envolverá, também crescentemente, fatores muito complexos.

A fixação de prioridades na área energética não exige apenas uma concepção integrada sobre seus problemas. Deve estar conectada a definições mínimas de **planejamento regional e de prioridades setoriais**, para que os serviços de infra-estrutura de energia revistam-se, efetivamente, de sentido estruturante.

## 1.2. Quadro Jurídico-Institucional e Organizacional

A crise econômica dos anos oitenta repercutiu de forma intensa sobre a estrutura institucional do setor energético, particularmente o **segmento elétrico**. Verifica-se uma tendência grave de desprofissionalização no setor elétrico, com a diminuição substancial da massa crítica anteriormente presente. A descontinuidade na fixação de prioridades, que acaba se verificando com as mudanças de governo, e a alocação de pessoas sem conhecimento e experiência em cargos de direção tumultuam o planejamento e administração das empresas. Além destes, é relevante destacar os empecilhos de natureza jurídico-institucional envolvendo legislações inadequadas, estruturas administrativas superadas e ausência de regras estáveis.

É urgente a necessidade de reestruturar os mecanismos de financiamento dos investimentos da manutenção e da operação, assim como de estabelecer estratégias e prioridades nas formulações de políticas públicas.

O debate acerca da reestruturação institucional do setor elétrico vem se processando com grande lentidão; em simultâneo, compreensível e preocupante. Compreensível, sem dúvida, quando

são lembradas as complexidades inerentes ao setor elétrico e as dificuldades de conciliação entre os interesses nacionais e locais. Preocupante, contudo, quando a pequena margem de manobra para que a economia saia de um interminável processo de "estabilização" envolve, necessariamente, um pacote articulado, negociado, de investimentos infra-estruturais.

O processo político descentralizador recente tem apresentado resultados bastante heterogêneos. A perda de vista da perspectiva nacional é freqüente e as negociações amplas, em torno de temas que agregam grande número de interesses setoriais e estaduais, são difíceis. Por exemplo, a lenta tramitação dos projetos de lei regulamentadores das concessões de serviços de utilidade pública.

### 1.3. Financiamento

Os efeitos da crise dos anos oitenta sobre as fontes de financiamento do **setor elétrico** levaram a uma situação de caos financeiro. Os desafios que se colocam para o setor elétrico são complexos, mas não só do ponto de vista financeiro; muitos deles não poderão contar, a curto prazo, com os benefícios do processo de reestruturação institucional do setor, que ainda precisa avançar muito.

Os recursos minimamente indispensáveis para enfrentar tal gama de problemas não poderão advir apenas da recomposição tarifária. Partindo da hipótese de sucesso da mesma, apesar disso, o montante arrecadado permitiria, possivelmente, cobrir tão-somente os gastos com custeio e parte do serviço da dívida de US\$ 30 bilhões, restando recursos manifestamente insuficientes para o financiamento dos investimentos previsto no Plano Decenal de Expansão 1993-2002 (US\$ 34,4 bilhões). Afora tarifas e receitas próprias, devem ser equacionados recursos orçamentários vinculados a planos de longo prazo de investimento em infraestrutura energética, créditos e financiamento provenientes do exterior e parcerias público-privada.

Embora em situação muito menos dramática que a do setor elétrico, os impactos da política macroeconômica também deterioraram a capacidade de geração de recursos do **setor petróleo**. No período 1989-1992, calcula a Petrobrás que o seu faturamento bruto experimentou uma redução da ordem de US\$ 12 bilhões. Do ponto de vista financeiro, as dívidas de curto prazo são da ordem de US\$ 2,5 bilhões e os compromissos de longo prazo montam a US\$ 1,5 bilhão.

A disponibilidade de recursos para a Petrobrás no médio e curto prazos depende de um acerto de contas junto ao Departamento Nacional de Combustíveis, do qual é credora de US\$ 3.093 milhões (setembro de 1992), e junto ao Governo e empresas do Governo. Aquele saldo saltaria para US\$ 3.782 milhões, se os recursos provenientes das operações de *relending* não tivessem sido creditadas na conta petróleo.

#### **1.4. Complexos Industriais**

As observações seguintes estão embasadas nos resultados dos estudos setoriais desenvolvidos no projeto.

##### **Complexo de Materiais de Construção**

Em termos da energia elétrica, empresas dotadas de fornos elétricos aguardam condições econômicas satisfatórias para investir na modernização de seus equipamentos e restringir o uso de energia elétrica à função motriz. Todavia, as empresas do complexo em geral têm enfatizado projetos de instalações voltadas à conservação de energia, abrangendo as obras civis e o desenvolvimento de equipamentos. Registram-se diferenças regionais acentuadas na qualidade do fornecimento de energia, expressa na continuidade e na variação mínima de tensão, que se traduzem em vantagem competitiva para algumas pelos efeitos da

continuidade de produção, padrões de funcionamento e necessidades de manutenção.

O gás natural representa uma vantagem significativa de custo para aqueles segmentos do complexo cujos processos empregam calor em elevadas temperaturas, cimento, cerâmica, vidro, etc. É também o mais indicado sob o aspecto da qualidade dos produtos. Os vários segmentos vêm se organizando em torno de iniciativas como a Infragás para assegurar o maior número possível de empresas com acesso ao gás natural.

As empresas acreditam que todos os futuros programas destinados à modernização industrial devam ter por base critérios de julgamento explícitos para a sua habilitação.

### **Complexo Metal-Mecânico**

#### a) Mineração (Minério de Ferro)

A recomposição tarifária afetará significativamente as margens das unidades de pelletização. O fornecimento de energia na área de Tubarão ainda não foi concretizado.

O gás natural poderá vir a substituir mais significativamente o carvão. Os procedimentos de conservação de energia têm sido bastante satisfatórios, principalmente na pelletização.

#### b) Siderurgia

A recomposição tarifária exigirá que as aciarias elétricas se remodelem rapidamente, com exceção da Cosigua, Mendes Jr. e Dedini.

A questão energética crucial na siderurgia é a crise no suprimento do carvão vegetal. A compatibilização dos interesses das empresas siderúrgicas, dos produtores de carvão vegetal e dos

interesses ambientalistas que emergem da sociedade como um todo, deve ser buscada com urgência. As ações deverão ser concentradas no objetivo de aumento da "produtividade florestal".

## c) Fundição

Fortes aumentos reais na tarifação da energia elétrica poderão influenciar de maneira significativa a competitividade dos produtos fundidos, em especial no mercado externo.

À maior disponibilidade de gás natural no país corresponderá um crescimento da participação deste insumo na matriz energética das fundições. Sua principal aplicação, a curto prazo, será nos processos de aquecimento e tratamento térmico, em substituição ao óleo combustível e ao GLP. A médio prazo, o gás poderá também ter uso expressivo na fusão de metais. Outro tipo de gás que terá maior uso é o gás residual da refinaria, como substituto do GLP e do óleo combustível, prevendo-se sua aplicação pelas indústrias instaladas nas vizinhanças das refinarias de petróleo.

## d) Alumínio

Na análise das tendências prospectivas dos progressos técnicos em termos de processo e de produto, constata-se o aumento progressivo da amperagem das células eletrolíticas, implicando redução do custo de produção. Apesar de novos projetos contarem com uma eficiência de corrente de até 95% em médias mensais, o rendimento atual da eletrólise não passou de 50%, registrando-se elevada dissipação de energia consumida pelos fornos de redução. Prevê-se a diminuição do consumo em um prazo relativamente curto, para um nível de 12 kwh/kg. Doutra parte, a operação das plantas com custos variáveis excessivamente elevados tenderá a ser encerrada.

Nas atividades de redução, cumpre melhorar os níveis de eficiência/produtividade dos processos no Brasil, envolvendo a diminuição do consumo de matérias-primas, principalmente energia elétrica. Em um quadro de aumento de tarifação real e de dificuldades para a expansão dos serviços, incentivos à redução de consumo de energia elétrica nas unidades produtoras de alumínio e o apoio à geração própria de energia pelas mesmas

serão, crescentemente, componentes da política para esse eletrointensivo, que poderá ainda vir a seguir a prática mundial de ligação do preço de energia elétrica ao preço do produto através de fundo de compensação.

e) Indústria Automotiva

A recomposição tarifária dos serviços de energia elétrica terá impacto tolerável sobre as empresas.

A utilização do gás natural não se constitui em fator energético relevante, não fazendo parte dos planos das empresas. Programas bem-sucedidos de conservação de energia podem ser facilmente enumerados.

### **Complexo Químico**

a) Petroquímica

Nos países onde há disponibilidade de gás natural, é insumo preferido pela sua excelência como matéria-prima petroquímica, permitindo a obtenção menos custosa do eteno a partir do etano. Ademais, o preço do gás natural é normalmente inferior ao da nafta. No caso brasileiro, tem seu uso limitado à produção de gás de síntese. Por sua vez, a nafta apresenta custo mais elevado, porém possibilita a obtenção de todos os aromáticos e olefinas.

Em tal contexto, as propostas de expansão da petroquímica brasileira deverão considerar a alternativa de utilização do gás natural. Da mesma forma, o cálculo dos custos reais de produção petroquímica deverá incluir o custo de transporte do gás aos novos projetos implantados.

### **Complexo Papel e Celulose**

De forma geral, o uso intensivo de energia elétrica na produção obrigou o setor de celulose a se capacitar à geração de

tecnologias poupadoras de energia. Por outro lado, o espectro do racionamento tem levado as empresas a investir na sua infraestrutura de energia, encarecendo o custo dos investimentos. Neste particular, a definição prévia das fontes de suprimento de energia elétrica nos projetos já constitui pré-requisito para a obtenção de financiamento junto ao BNDES.

De forma específica, os processos termomecânicos de produção de celulose e de pastas de alto rendimento são particularmente intensivos em energia. O custo da energia consumida no processo e a excelente aceitação das pastas químicas de fibra curta parecem ter respondido pela pouca difusão da produção de pastas de alto rendimento no Brasil. Os aumentos reais de tarifação elétrica fortalecerão essa tendência.

É preciso aumentar o rendimento em fibras e a eficiência energética das plantas de pasta e de celulose, o que permitirá maior economicidade de produção.

A recomposição das tarifas deverá afetar principalmente o segmento produtor de papel, especialmente as empresas pequenas e médias, não-integradas. Neste segmento, o impacto sobre os custos poderá ser significativo.

## 2. TENDÊNCIAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS

### 2.1. Tendências Nacionais

#### 2.1.1. Investimentos planejados

O Plano Decenal de Expansão 1993-2002 da **Eletrobrás** prevê um crescimento de mercado de energia elétrica, no período 1992/97, da ordem de 5,6% a.a., assim como de 6,0% a.a. de 1997 a 2002. Tendo em vista as restrições financeiras para investimento no período 1993-97, o Plano apresenta uma alternativa possível de suprimento e de expansão da oferta (denominada Alternativa II), a qual não assegurará de forma adequada aquele suprimento. Mesmo assim, no referido quinquênio, a necessidade global de investimentos está orçada em US\$ 34,4 bilhões, devendo as empresas controladas pela União responder por US\$ 14,8 bilhões ou 43% daquele total. O maior volume de recursos, da ordem de 50% do total, está alocado para a geração.

O programa de obras de geração objetiva elevar a capacidade instalada no país para cerca de 90,6 GW no ano 2002 (1993: 59 GW), com 89% de participação hidrelétrica. São consideradas obras importantes: a conclusão da usina hidrelétrica de Xingó; a conclusão das termelétricas a carvão em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul; o início efetivo da construção dos aproveitamentos no rio Uruguai, inclusive o empreendimento conjunto da hidrelétrica de Garabi, com a República Argentina; a execução de usinas de médio porte nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Pautase a seleção e ordenação dos empreendimentos pelo custo mínimo de suprimento, que é avaliado pela Eletrobrás com taxa de atualização de capital de 10% a 12% a.a. Tratando-se a taxa de desconto de uma decisão de política energética, aquele patamar está viabilizando os grandes projetos hidrelétricos com longa maturação. No caso da opção por alternativas termelétricas,

tornar-se-ia obrigatória a elevação da taxa de desconto, conforme justificativa das agências multilaterais.

O programa de obras de transmissão procurará incorporar aos sistemas regionais interligados e aos sistemas isolados da Região Norte, mais de 60.000 km de linhas de transmissão e mais de 115.000 MVA em subestações adicionais no período 1993-2002. São salientados a melhoria do suprimento aos sistemas isolados da Região Norte e o reforço na interligação Norte/Nordeste, Sul/Sudeste e troncos de suprimento à Região Centro-Oeste.

O programa de distribuição trabalha com a previsão de formação de grandes centros consumidores de elevada densidade de carga. Mostra-se pessimista sobre a expansão dos sistemas rurais.

Observe-se que, não obstante a boa instrumentação do setor elétrico para o planejamento, as restrições financeiras continuam a ser, em verdade, tomadas como de natureza secundária, podendo afetar o calendário de obras e o nível de risco de não-atendimento, mas não questionando as prioridades estabelecidas e o próprio arcabouço institucional do setor.

O programa de investimentos da **Petrobrás** para o período 1991-1995 (revisto) envolve os seguintes itens globais: a) atividade de exploração: US\$ 2 bilhões; b) atividade de desenvolvimento da produção: US\$ 5.860 milhões; c) atividade de refinação: US\$ 1.720 milhões; d) atividades da área terminais e dutos: US\$ 1 bilhão, não incluída a parte brasileira do gasoduto Bolívia-Brasil; e) atividade de transporte marítimo: US\$ 770 milhões.

Observe-se que essa gama imensa de investimentos chancela, fundamentalmente, a estrutura de consumo final do país nos anos oitenta. A importância do transporte rodoviário na economia nacional e a falta de energéticos alternativos economicamente viáveis continuarão a aprofundar o processo de "dieselização". Doutra parte, o consumo crescente de óleo diesel gerará excedentes muito elevados de gasolina, que poderão se defrontar

com uma possível renovação do Proálcool. A futura entrada do **gás natural** poderá permitir um melhor equacionamento do equilíbrio oferta x demanda dos derivados através de alterações na estrutura de refino, assim como atenuar o déficit de GLP. Todavia, a entrada do gás natural exigirá uma definição prévia das prioridades de substituição. Exigirá também uma reestruturação do refino, posto que os excedentes de óleo combustível, substituído intensamente na indústria, tenderão a crescer. A complexidade e o emaranhado de interesses subjacentes ao setor petróleo e gás natural fazem prever importantes dificuldades para a otimização do planejamento e operação de suas atividades.

### 2.1.2. Gás natural

Questões técnicas e de análise de projetos de investimento, assim como conflitos interpretativos de natureza jurídico-institucional, representarão, por um certo tempo, obstáculos para a aceleração do uso do gás natural no Brasil.

A participação do gás natural na matriz brasileira é de apenas 2,3%. A produção nacional média diária foi da ordem de 18,12 milhões de m<sup>3</sup> em 1991. Enquanto que as reservas de gás natural correspondem a cerca de 43% das reservas de hidrocarbonetos em muitos países, a percentagem brasileira desce a 20%. Doutra parte, 60% das reservas atuais do país encontra-se sob a forma de gás associado ao óleo, trazendo dificuldades para o controle sobre a sua utilização. Por último, a parcela de gás não associado, da ordem de 40% das reservas, constitui parcela pouco significativa, principalmente nos casos de localizações distantes dos maiores centros de consumo. Neste sentido, estudos da Comissão para Viabilização do Aproveitamento do Gás Natural concluíram, em 1991, que a oferta nacional do produto prevista até o ano 2.000 é insuficiente para atender a demanda do país.

A complementação da oferta interna poderá se dar, pelo menos, das seguintes formas: importações de gás natural da

Bolívia e Argentina e importações de gás natural liquefeito da Argélia e Líbia.

A Bolívia acumula reservas de gás natural da ordem de 118 bilhões de m<sup>3</sup> e já detém capacidade de produção de 17 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Tratativas com o Brasil que datam de 1938, foram substancialmente aceleradas após 1987, resultando no contrato definitivo de 17 de fevereiro de 1993. Este estabelece um compromisso de importação inicial de 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que evoluirá para 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia a partir de 2002, estendendo-se o contrato por vinte anos. O sistema de gasodutos planejado envolverá a saída do produto dos campos de San Alberto e San Antônio rumo a Puerto Suarez; de Campo Grande até Campinas; do Rio de Janeiro a Belo Horizonte; de Campinas até Porto Alegre.

As responsabilidades e o âmbito de atuação dos atores institucionais relacionados com o processo de expansão do gás natural têm motivado controvérsias. As divergências interpretativas entre a Petrobrás e as distribuidoras estaduais de gás giram em torno do art. 25, § 2º, da Constituição, o qual estabelece: "cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão à empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de gás canalizado".

Por outro lado, as tentativas internas entre a Petrobrás e as distribuidoras de gás com vistas a contratos de recompra de gás importado têm se desenvolvido com atritos desde agosto de 1992. Permanecem em debate várias sistemáticas para a fixação do preço do gás. Para os Estados, deve resultar na entrega nos *city gates* a um preço de US\$ 1,95 por milhão de BTU. Para a Petrobrás, a somatória do preço na boca do poço mais os custos de transporte não será menos de US\$ 2,50 a US\$ 3,00 por milhão de BTU. As garantias de suprimento em regime *take or pay* também continuam em discussão.

## 2.2. Tendências Internacionais

- Aumento da oferta de petróleo, com quedas acentuadas dos preços em relação aos vigentes na década anterior. Cabe alertar, entretanto, que há polêmica quanto às possibilidades de manutenção do atual quadro de petróleo relativamente barato.

- Aumento das reservas mundiais e da oferta de gás natural.

- A acentuação dos custos dos serviços elétricos alimentou uma agenda de reestruturação do quadro jurídico-institucional, que buscou, fundamentalmente, sanar as falhas do sistema de regulação pública. Os países industriais procuravam reduzir o poder de monopólio das concessionárias, independentemente da propriedade, pública ou privada. A possibilidade de maior participação de produtores independentes introduziu um aumento da competição na periferia do sistema, não tirando, contudo, o princípio básico de cooperação do setor elétrico.

- Imposição, por parte de organismos multilaterais, de condicionalidades crescentes, associadas a questões ambientais, para a aprovação de financiamento de projetos de geração de energia.

### 3. PROPOSIÇÕES DE POLÍTICA

#### 3.1. Proposições ao Nível da Intervenção Pública mais Geral

##### **Atualizar e detalhar prioridades da política energética nacional**

- Propósito: subsidiar ações imediatas de desbloqueio de gargalos e ações de médio prazo de expansão dos sistemas energéticos.

- Precondições: 1) reengajar os órgãos federais ligados à questão/energética, os governos estaduais, as comissões legislativas pertinentes, as entidades privadas ligadas ao tema, os principais setores produtivos e consumidores de energia, a representação da sociedade, em um esforço conjunto, de propósitos claros e bem delimitados; 2) abrir canais efetivos à participação da iniciativa privada no processo de planejamento energético integrado, para que responda conjuntamente por suas decisões e seja estimulada a destinar recursos a projetos de sustentação e expansão dos sistemas energéticos.

- Ações específicas: a) reconhecimento amplo da função integradora da Secretaria Nacional de Energia; b) restabelecimento de um órgão colegiado assemelhado à Comissão Nacional de Energia; c) estímulo à integração dos trabalhos da Comissão Nacional de Energia e das Comissões Legislativas Mista de Orçamento e de Minas e Energia; d) estímulo ao estabelecimento de mecanismos descentralizadores de decisões.

##### **Acelerar a reestruturação institucional nos sistemas energéticos, em particular o setor elétrico**

As principais propostas de reformulação do setor elétrico brasileiro foram consubstanciadas, após longo debate legislativo, pelo Senador Teotônio Vilela Filho no Projeto de Lei 117/92. Em paralelo, o Deputado Marcelo Barbieri apresentou o PL 3057/92,

com pequenas variações. No mesmo sentido, o Deputado José Carlos Aleluia encaminhou, em junho de 1993, um projeto de lei setorial sobre geração e transmissão. Entretanto, o debate no Legislativo dos referidos projetos encontra-se fortemente subordinado à tramitação final do projeto de lei relativo às concessões de serviços de utilidade pública. Neste particular, o projeto de lei do Senado, nº 179, de 1990, de autoria do Senador Fernando Henrique Cardoso, que "dispõe" sobre o regime de prestação de serviços públicos pela iniciativa privada, previsto no art. 175 da Constituição, e regula a concessão de obra pública". O substitutivo da Câmara, nº 202/91, apresentado pelo Deputado José Carlos Aleluia, introduziu radical modificação ao projeto inicial. Retornando ao Senado, recebeu por força regimental, em parecer de plenário (com relatório) do Senador José Fogaça, algumas inclusões e supressões relativas a reajuste tarifário e disposições transitórias.

O referido diploma é um projeto de lei amplo, cujo alcance extrapola a aplicação exclusiva aos serviços públicos de eletricidade. Deverá merecer, portanto, após sanção presidencial, uma regulamentação setorial específica. É recomendável que a futura regulamentação não descure, caso mantidos os termos do projeto de lei, de alguns pontos estratégicos: 1) a outorga da concessão de serviços públicos de energia elétrica mediante licitação, conforme determina o artigo constitucional nº 175, incorporado sob a modalidade de concorrência, não deverá servir ao partilhamento indistriminado do sistema, sob pena de perda de otimização do planejamento em um contexto de reestruturação setorial, institucional e financeira; 2) a licitação de concessões vencidas e obras pela melhor oferta, se não tiver havido o estabelecimento de um preço mínimo adequado para leilão, em um momento de baixos valores patrimoniais acarretaria perdas significativas ao poder concedente; 3) será preciso organizar a transição ou convivência dos serviços pelo preço de licitação e dos serviços pelo custo; 4) a revivescência do sistema de concessões implicará a configuração de uma estrutura autônoma de regulação, que separe e demarque nitidamente os níveis de

formulação da política setorial, de regulamentação e de execução operacional dos serviços de energia elétrica. No segundo semestre de 1993, representantes das concessionárias do setor elétrico e do Comitê de Distribuição de Energia Elétrica (CODI) posicionaram-se contrários, em diversos fóros, ao conteúdo parcial ou total dos artigos 25, 41 e 42 do Substitutivo Aleluia, defendendo a sua supressão ou, pelo menos, a exclusão do setor elétrico dentre as modalidades de serviços públicos contemplados. Outrossim, reafirmaram a necessidade de uma legislação setorial específica.

- Alguns pontos jurídicos não estabelecidos obstaculizam a maior participação privada no setor elétrico: questões sobre desapropriações; preço da energia; garantia de suprimento, em caso de racionamento; possibilidade de a concessão constituir-se em garantia a empréstimos e financiamento; a regulamentação dos consórcios de consumidores como autoprodutores; o tratamento jurídico do transporte de energia através de redes públicas; a figura legal do produtor independente.

### **Criar instrumentos ágeis de financiamento da infra-estrutura de energia**

- Os desafios principais são: a) superação do caos financeiro, representado pelo elevadíssimo endividamento intragoverno; b) equacionamento de mecanismos de financiamento de longo prazo para o término dos projetos hidrelétricos e termelétricos inconclusos e para a expansão do sistema; c) equacionamento das contrapartidas em moeda nacional do financiamento externo; d) viabilização de alguns mecanismos imediatos, mesmo sem a reestruturação institucional global, para acelerar o aporte de capitais privados ao setor; e) realização de entendimentos com a indústria de equipamentos, instalações e materiais elétricos, no sentido de montar conjuntamente pacotes de investimentos para os bens fornecidos; f) equacionamento de financiamento para investimentos em conservação de energia.

Algumas das proposições seguintes farão menção a pontos acima. O tratamento especializado acerca dos mesmos foi desenvolvido na Nota Técnica Temática "Custo de Capital, Condições de Crédito e Competitividade: Instituições Oficiais de Crédito, Financiamento de Longo Prazo e Mercado de Capitais", do Bloco de Condicionantes Macroeconômicos deste Estudo da Competitividade.

### **3.2. Proposições ao Nível da Intervenção Pública nos Setores Energéticos**

**Promover o saneamento financeiro, modernizar o arcabouço jurídico-institucional e reequacionar os mecanismos de financiamento da expansão do setor elétrico**

a) **Promoção do saneamento financeiro do setor:** consubstanciou-se o encaminhamento concreto deste objetivo na Lei 8.631/93 e sua regulamentação, Dec. 774/93.

À propósito, pode-se tecer as seguintes considerações: 1) objetivando superar o caos financeiro que se estabeleceu em função das dívidas acumuladas entre as concessionárias e entre estas e o Tesouro Nacional, verifica-se que a Lei procede à eliminação de passivos do setor (*write off* das dívidas); 2) a questão chave é a presença implícita nas decisões da lei do aumento de tarifas, fato que dependerá também dos Estados, visto que foi consagrada a regionalização tarifária. No presente momento, as decisões não são nada fáceis, posto que, de um lado, as tarifas encontram-se distantes dos valores colimados entre US\$ 55 a US\$ 67/MWh, por outro, aumentos abruptos de tarifas originarão críticas dos consumidores em geral e dos grandes consumidores em particular, com impactos sobre a competitividade, particularmente no Sul, onde a energia de Itaipu é mais cara. Não obstante, a tendência será de acréscimo de tarifa real. O aumento de tarifa deverá seguir, portanto, um cronograma que possibilite mudanças na área industrial. Em tal contexto de "transição"

tarifária, o Grupo Eletrobrás poderá enfrentar dificuldades, tendo em vista a inevitabilidade, por pressão estadual, de tarifas de suprimento das empresas geradoras federais baixas e de financiamentos emergenciais de parcelas das compras de energia. Quanto aos grandes consumidores, o Art. 1º, par. 4º da Lei 8.631 faculta-lhes se valer, no futuro, das "alterações compensatórias".

b) **Recuperação das concessionárias regionais e estaduais:** atacar, em primeiro lugar, os desperdícios de energia em algumas concessionárias e as perdas em decorrência de ineficiências operacionais e administrativas (ex: subdimensionamento de equipamentos; práticas de ligações clandestinas pouco coibidas). Cumpre recompor os sistemas de transmissão e distribuição a níveis de confiabilidade. Neste particular, o BNDES privilegia exclusivamente os financiamentos de reorganização e modernização empresarial. Programas de melhoria de desempenho, qualidade e produtividade carecem de ser implementados dentro do sistema energético, devendo ser estendidos a cadeia de fornecedores a montante do processo. A criação de conselhos de consumidores poderá se tornar um elemento de democratização das decisões sobre investimentos e tarifas. A modernização das técnicas de gestão das concessionárias avançará de modo significativo com a adoção generalizada dos contratos de gestão. Desta forma, é fundamental uma nova atitude construtiva dos acionistas-governo, no nível federal e estadual, e uma mudança nas atitudes corporativas defensivas.

c) **Retomada de obras inconclusas no setor:** cerca de dezessete frentes de obras de geração arrastam-se em ritmo vagaroso, representando o seu adiamento anual um custo financeiro da ordem de US\$ 1,2 bilhão de dólares. Os custos de conclusão de algumas usinas tornam-se absurdos: nos casos de Xingó ou Segredo, os níveis não passam de US\$ 20/MWh, mas usinas paulistas, da Cemig e de Furnas não ficarão prontas por menos de US\$ 70 a US\$ 80/MWh; outras já superam US\$ 100/MWh. Para concluir estas obras e incorporá-las ao sistema, eventualmente depois de privatizadas,

será necessário desonerar de maneira equilibrada o custo financeiro e econômico decorrente da longa paralisação. O saneamento deve restabelecer a viabilidade econômica dos projetos, contemplando, entretanto, uma taxa de retorno socialmente aceitável. Esta questão prioritária envolve decisões sobre o tipo de obras a retomar e a rediscussão de critérios norteadores: 1) obras de hidreletricidade ou energia nuclear? a retomada de obras hidrelétricas reveste-se de menor polêmica política e poderá significar um adicional de 10 GW ou 18% da capacidade atual de 57 GW; doutra parte, Angra II vem sendo advogada, porque demandaria apenas US\$ 1,5 bilhão adicional e ampliaria a capacidade instalada em 1,25 GW; 2) obras de geração ou de transmissão elétrica? colocam-se em alguns casos: para Brasília, Serra da Mesa ou transmissão? para o RJ, Angra II ou transmissão? 3) adoção de critérios que dêem prioridade a empreendimentos de acordo com o grau de realização físico-financeiro do projeto: evitar obras novas sem o efetivo equacionamento das fontes; 4) adoção do critério de densidade por  $m^2$ : tomar os projetos em andamento com mais alto coeficiente  $watt/m^2$ ; 5) cuidados com a questão do alagamento das regiões cultivadas: as indenizações envolverão não apenas o preço do ha de terra, mas as colheitas futuras em x anos.

d) **Rigidez de critérios financeiros e novas formas de financiamento para as obras novas:** exigir o efetivo equacionamento das fontes de recursos. Implementar novas formas de financiamento: emissão de títulos vinculados aos projetos, securitização dos recebíveis, lançamento de títulos de compra antecipada de serviços, a exemplo dos Títulos a Termo de Energia (TTEs) emitidos pela CESP<sup>1</sup>.

e) No médio prazo, coloca-se a questão das **dificuldades para a manutenção da hegemonia da hidreletricidade:** a hidreletricidade continuará a ser uma vantagem comparativa do Brasil, enquanto não

---

<sup>1</sup> Para maiores detalhes sobre novas formas de financiamento, ver Nota Técnica Temática "Custo de Capital, Condições de Crédito e Competitividade: Instituições Oficiais de Crédito, Financiamento de Longo Prazo e Mercado de Capitais".

se esgotarem os potenciais, contando inclusive com uma engenharia nacional muito competente. Face aos problemas de financiamento, a capacidade de resposta da hidreletricidade será variável: novas obras de porte gigantesco, para prazos de 7 a 12 anos, estão praticamente descartadas; mas há as pequenas e médias usinas.

A fronteira hidrelétrica a explorar será a Amazônia, envolvendo problemas ambientais e sociais. A comunidade científica encontra-se dividida sobre a matéria, cabendo ao Congresso Nacional, aos Estados e às comunidades locais debater as múltiplas questões, embasados nos estudos acurados das concessionárias, dos institutos de pesquisa e de outros fóros.

A possibilidade de futuros financiamentos internacionais na área de hidroeletricidade já encontra grande oposição do Banco Mundial, que está defendendo investimentos preferenciais em termoelétricas. São investimentos menores e de retorno mais rápido para a presença de capitais privados na área. Vai daí a crítica que a instituição faz à taxa de atualização do capital (10 a 12%) no caso da hidreletricidade.

A introdução maior de alternativas térmicas no país - via carvão importado, gás natural importado e doméstico e cogeração com bagaço de cana - merece ampla discussão pela sociedade. As aplicações de energéticos tendem a usar energéticos menos poluentes e, por outro lado, estão sendo desenvolvidas tecnologias eficientes de abate da poluição. Contudo, nossa tradição com termoeletricidade é pequena; não dispomos de *know-how* para enfrentar, a curto prazo, qualquer concorrência internacional. Neste sentido, o Plano 2010 já contemplava como diretriz principal, "desenvolver um programa mínimo de usinas termelétricas a carvão na Região Sul, de modo a capacitar a indústria nacional e assegurar o aproveitamento intensivo desse recurso energético, quando da sua competitividade plena com os recursos hidrelétricos".

f) **Aumento da participação da iniciativa privada no setor:** nas discussões e formulações de propostas da REVISE, em 1988,

várias sugestões foram levantadas com relação a privatização "na margem". Diversas modalidades podem ser acionadas, no sentido da constituição de uma estrutura setorial mista, na qual coexistam produção estatal com produção privada nos novos investimentos. Desafios importantes de âmbito regulatório e de avaliação de desempenho tornam imprescindível a modernização dos diplomas legais existentes. Via de regra, o nível deprimido das tarifas é um impeditivo para a entrada de capitais privados no setor. Como modalidades promissoras, pode-se exemplificar: 1) autoprodutor de energia elétrica gerando para consumo próprio; 2) co-gerador de energia para consumo próprio, vendendo o excesso de sua geração para a concessionária de energia elétrica; 3) gerador independente de energia sob o regime de subcontratação ou *leasing* (BLT: Built-Lease-Transfer).

O BNDES já apóia: 1) o fomento à participação da iniciativa privada na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para uso público; 2) intensificação de programas de autoprodução e cogeração; 3) apoio financeiro à iniciativa privada para aplicação em obras públicas sob regime de pré-venda de energia; 4) promoção de investimentos em conservação e racionalização do uso. Cabe destacar, entretanto, que o montante de recursos destinados pelo BNDES à área de infra-estrutura tem sido relativamente modesto (US\$ 300 milhões em 1992 e previsão de US\$ 800 milhões em 1993).

A constituição de uma estrutura setorial mista poderá também envolver a privatização de ativos. Além dos comentários anteriores acerca do projeto de lei que dispõe sobre a concessão dos serviços públicos, cumpre aqui ressaltar a necessidade da realização prévia de estudos interdisciplinares detalhados e da absoluta transparência de que se devem revestir as alienações patrimoniais, em função dos fortes interesses envolvidos e das polêmicas existentes em torno desta questão. A privatização de ativos públicos no Brasil tem se pautado pela ênfase na maximização de resultados de curto prazo e a desconsideração pelos movimentos de reestruturação produtiva setorial e ao nível

de toda economia. Nestes termos, um processo açodado de partilhamento do setor elétrico pelo concurso indiscriminado da licitação poderá pôr a perder o caráter **cooperativo** (mais que o competitivo) que o caracteriza. A Lei 8631, liberando tarifas, apóia-se essencialmente no caráter competitivo e deverá trazer toda uma nova abordagem na administração e na ação das empresas, sem perder o caráter cooperativo. Considerações maiores, em termos de reordenamento produtivo, financeiro e fiscal da economia, onde o caráter estruturante dos serviços de energia (e transportes e telecomunicações) tem papel crucial, são **pressupostos** para a formulação adequada, com ganhos sinérgicos, de uma estruturação setorial mista. Convém lembrar ainda que a venda de ações na bolsa não poderá efetuar-se por valor muito inferior ao patrimonial, para evitar perdas graves. Pelo mesmo motivo, a venda de ativos pela melhor oferta em leilão deverá contemplar preços mínimos adequados.

**Formular políticas energéticas que permitam obviar as dificuldades futuras de otimização do planejamento e operação das atividades relacionadas com o setor petróleo e gás natural**

a) Recompôr, via reajustamento de tarifas, a capacidade de geração de recursos do setor petróleo;

b) Formular políticas energéticas claras e flexíveis para os combustíveis líquidos e gasosos no país;

c) Debater os conflitos interpretativos em torno da distribuição do gás natural no país;

d) Definir as prioridades de substituição de energéticos por gás natural.

**Definir programas de conservação de energia**

A administração pelo lado da demanda constitui forma avançada de conferir maior eficiência ao setor energético. A conservação de energia, em particular, pode se estender às empresas, domicílios, transportes e órgãos públicos, onde deve ser buscada a redução de perdas nas transformações e na distribuição de energia, e nos seus usos. Os programas de conservação envolvem regulamentações e incentivos específicos do Estado, mas também significam investimentos pelo consumidor. Em certos casos, esse investimento pode ser subsidiado pelas concessionárias, com vistas a acelerar a substituição de equipamentos dos usuários.

De acordo com a coordenação do Programa de Conservação de Energia Elétrica (Procel), em dados apresentados ao VI Congresso Brasileiro de Energia no mês de outubro p.p., a conservação e o uso eficiente de energia - derivados de petróleo ou eletricidade - poderão resultar numa postergação de projetos, para o país, de US\$ 70 bilhões até o ano 2015. No setor elétrico, os investimentos necessários para um ganho de US\$ 34 bilhões seriam da ordem de US\$ 16 bilhões (US\$ 10 bilhões por parte dos consumidores e US\$ 6 bilhões pelas empresas de energia). Todavia, a geração de microineficiências pela crise econômica, aliada a baixos níveis tarifários, não permitiram grande sucesso aos programas de conservação: de 1986 a 1992, deixou-se de consumir 1.200 GWh por ano.

Nesses termos, devem ser fortalecidas as seguintes linhas de ação:

a) Explorar a correlação entre conservação de energia e aumento da competitividade na formulação de programas;

b) Estabelecer critérios de julgamento explícitos para a habilitação das empresas a programas de conservação e modernização industriais;

c) Definir linhas de financiamento para investimento em conservação;

d) Incentivar a criação de "gerências de energia" nas plantas.

### **3.3. Proposições ao Nível dos Complexos Industriais**

A recomposição tarifária afetará a competitividade dos complexos/setores industriais intensivos no uso de energia (materiais de construção, minério de ferro, siderurgia, alumínio, fundição, papel e celulose, entre outros). Estes setores deverão ter prioridade na utilização de gás natural, na implementação de programas de conservação de energia e/ou na implementação de parcerias setor público/setor privado na área de energia.

## QUADRO-RESUMO

AÇÕES/DIRETRIZES DE POLÍTICA	AGENTE/ATOR					
	EXEC.	LEG.	JUD.	EMP.	TRAB.	ONGs
ACAD.						
1. Atualizar e detalhar as prioridades da política energética nacional:						
- Reconhecimento amplo da função integradora da Secretaria Nacional de Energia	X					
- Restabelecimento de órgão colegiado assemelhado à Com. Nacional de Energia (CNE)	X					
- Estímulo à integração dos trabalhos da CNE e das Com. Legislativas Mistas de Orçamento e de Minas e Energia	X	X				
2. Acelerar a reestruturação institucional, em particular do setor elétrico:						
- Aprovação dos projetos de lei relativos às concessões de serviços de utilidade pública e à reformulação do setor elétrico					X	
- Reordenar os objetivos, os meios, as atividades e a estrutura do DNAEE como órgão normativo e fiscalizador, incumbido das funções do governo junto ao setor.					X	
3. Saneamento e criação de novos instrumentos de financiamento:						
- Implementação da proposta de saneamento financeiro do setor elétrico	X					
- Revisão das excepcionalidades constantes da Res. 1718 do Banco Central, permitindo que personalidades jurídicas nos moldes da "special purpose companies" possam lastrear a emissão de títulos financeiros e/ou mercantis em recebíveis ligados a projetos de infraestrutura	X					
- Recomposição tarifária	X					
4. Modernizar o arcabouço jurídico-institucional:						
- Recuperação das concessonárias regionais e estaduais, solução das ineficiências administrativas e operacionais	X					
- Aumento da participação da iniciativa privada	X	X				
5. Definir programas setoriais prioritários para utilização de gás natural		X			X	X
X						
6. Programa de conservação de energia, que deve ser geral e prioritário		X			X	X
X						

-----  
-----  
Legenda: EXEC. - Executivo

LEG. - Legislativo

JUD. - Judiciário

EMP. - Empresas e Entidades Empresariais

TRAB. - Trabalhadores e Sindicatos

ONGs - Organizações Não-Governamentais

ACAD. - Academia

Nota: Em caso de coluna em branco, leia-se "sem recomendação".

#### 4. INDICADORES

Para o monitoramento dos impactos da disponibilidade e do custo de energia sobre a competitividade da indústria, sugere-se comparações internacionais para os anos de 1980, 1985 e 1990: 1) EUA, Japão, Alemanha, Reino Unido, França, Itália; 2) Canadá, Espanha; 3) Coréia, México, Argentina.

a) Relações de Energia/PIB/População: oferta interna de energia por habitante (GJ/Hab); oferta interna de energia/PIB (MJ/US\$); consumo de energia na indústria/PIB (MJ/US\$).

b) Participação das fontes no consumo final de energia (%): derivados do petróleo, eletricidade, carvão mineral, gás natural e outros (lenha, bagaço, etc.).

c) Consumo final de energia do setor/PIB do setor (tEP/US\$ 1.000): Indústria Extrativa Mineral; Indústria de Transformação (não-metálicos, metalurgia, química, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, outras); Energia.

d) Consumo específico de energia em setores selecionados (tEP/t): cimento, metalurgia, ferro-gusa e aço, não-ferrosos e outras da metalurgia, ferro-ligas, papel e celulose, setor energético (produção de energia secundária).

e) Consumo de energéticos por equipamentos (geração de vapor e fluidos térmicos, fornalhas, fornos, secadores e outros) nas indústrias: derivados do petróleo (ton), eletricidade (Gcal), carvão mineral (ton), carvão vegetal (ton), lenha (m<sup>3</sup>), outros (Gcal).

f) Preços médios constantes de energia (US\$ 1990/barril eq. petróleo): eletricidade industrial, óleo combustível, coque de carvão mineral, lenha, carvão vegetal, bagaço de cana, óleo diesel, GLP, querosene.

g) Tarifas de energia elétrica: tarifa residencial (200 kWh/mês); tarifa industrial: 1MW FC=60% e 25MW FC=90%.

h) Decomposição percentual da formação bruta de capital fixo (FBCF): Investimento em energia elétrica/FBCF; Inv.petróleo/FBCF; Inv.energia/Inv.empresas estatais; Inv.empresas estatais/FBCF; Inv.governo/FBCF; Inv.público/FBCF; Inv.privado/FBCF.

i) Evolução da dependência externa de energia (1000 tEP): demanda total de energia (a) = consumo final + perdas; produção energia primária (b); dependência externa (a-b=c); dependência externa (c/a).

j) Potencial (TWh/ano) e custo (US\$/MWh) das principais fontes de geração: hidreletricidade, derivados de petróleo, gás natural, nuclear, biomassa florestal, carvão.

l) Concessionárias de energia elétrica: número de consumidores ( $10^3$ )/empregado; consumo (GWh)/empregado.

m) Concessionárias do setor elétrico: fontes e usos de recursos. Fontes: geração interna de recursos, aumento do capital, contribuições de consumidores, empréstimos e financiamentos (%). Aplicações: investimentos, serviços da dívida, dividendos, outros (%).

n) Demanda média/demanda de pico (%).

o) Custos de eletricidade/custo total dos produtos (%), em setores selecionados.

## INTRODUÇÃO

Este estudo temático considera as deficiências dos serviços de infra-estrutura de energia como obstáculos à modernização competitiva do país, particularmente de seu parque industrial. Desta maneira, procura apontar, nos marcos das imensas restrições atuais, ações de duas ordens: aquelas que busquem a sustentação mínima dos serviços de infra-estrutura de energia já oferecidos e aquelas que permitam as condições para a expansão dos mesmos serviços. Em particular, as ações referentes à sustentação mínima dos serviços de energia elétrica devem ser equacionadas sob a pressão adicional da possibilidade - afastada pela crise nos últimos anos - de racionamentos, ou mesmo *blackouts*, na hipótese de uma retomada vigorosa do crescimento da economia. Ora, restrições energéticas desta natureza seriam gravíssimas: os centros de decisão não podem entrar em colapso por deficiências nas infra-estruturas. Além disso, as repercussões negativas sobre a competitividade seriam fortes.

As proposições expressas neste trabalho inserem-se em um dos esforços maiores do Estudo da Competitividade, de esboço de um conjunto de projetos prioritários de infra-estrutura integrada, que permitam contribuir para decisões conjuntas do governo e da iniciativa privada, no sentido da retomada gradual do crescimento da economia. Não se trata, portanto, de diagnosticar e avançar soluções para a área energética em todas as suas derivações. Neste sentido, optou-se claramente pelo não tratamento de vários temas relevantes, tais como os setores nuclear, lenha, bagaço de cana e carvão. Por outro lado, o trabalho salienta a importância da administração pelo lado da demanda como forma avançada de conferir maior eficiência ao setor, embora constata-se que os esforços já desenvolvidos no país estejam muito aquém do potencial aventado pelos especialistas.

As razões deste escopo limitado são óbvias: as condições objetivas da economia brasileira e do aparato institucional de

Estado em seus vários níveis não dão margem a ilusões. Os tempos atuais exigem prioridades; há que se discutir conjuntamente condições de financiamento e estratégias do possível. Este só poderá se consubstanciar em um pacto de interesses, envolvendo alianças entre empresas nacionais e multinacionais e bancos públicos e privados nacionais e internacionais, que alimente um processo de reestruturação competitiva.

Neste estudo, procurou-se ter em conta que as angústias do curto prazo não devem, quanto possível, fazer esquecer o penoso processo de construção da infra-estrutura de energia do Brasil. Se é certo que os serviços prestados atualmente aos usuários são passíveis de críticas em relação a certas áreas de concessão, diagnósticos catastrofistas de desmantelamento total dos sistemas, particularmente o de energia elétrica, assim como um receituário de soluções imediatistas, mais desservem do que iluminam caminhos visando soluções eficazes para seus graves problemas.

Este estudo apresenta elementos de diagnóstico e as principais tendências nacionais e internacionais. O conteúdo das propostas de políticas voltam-se principalmente para a sustentação dos sistemas, alertando para as insuficiências dos serviços prestados aos usuários. Sugestões de participação concreta de capitais privados nos esforços de reestruturação são enunciadas e ilustradas com constatações recentes. Advoga-se que a variedade de soluções para as questões de financiamento das infra-estruturas depende não só da equação preliminar do caos financeiro; de uma reforma do sistema financeiro que introduza instrumentos inovadores de financiamento de longo prazo; e da escolha de projetos viabilizados por parcerias público-privadas, sob critérios de planejamento setorial e regional. Como em épocas passadas, a premência de soluções certamente se fará mais presente com alguma retomada do crescimento da economia.

## 1. DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO BRASILEIRA

Os principais problemas pertinentes à infra-estrutura de energia inserem-se nos planos jurídico-institucional, financeiro e de formulação de políticas públicas e definição de prioridades de médio e longo prazos.

A exposição, neste item, obedece à seguinte ordenação:

a) esboço dos resultados da política energética nos últimos vinte anos, para permitir considerações sobre o tipo de matriz energética conformada, as mudanças que hoje podem se mostrar desejáveis, assim como os erros de política que devem ser evitados, em particular aqueles que venham a ser gerados em virtude das pressões das restrições macroeconômicas. Conclui-se, em verdade, que a deterioração dos mecanismos de planejamento e operacionalização de políticas de Estado e a interrupção do debate fecundo das questões energéticas nos anos oitenta resultaram em uma falta de **visão global**, que gere políticas públicas, nessa área nos anos noventa. Em que pese, portanto, as boas condições para esse intento, que poderiam advir do controle monopólico estatal dos setores estratégicos de energia elétrica e petróleo.

b) discussão sobre as aspirações de mudança nas condições jurídico-institucionais e organizacionais, com vistas a enfrentar e oferecer soluções para os gargalos produtivos e para a formulação de **projetos prioritários de infra-estrutura integrada**. As atenções estiveram voltadas para o setor elétrico, tendo em vista as soluções emergenciais que demanda e a morosidade do seu processo de reestruturação, apesar de contar com o esforço meritório de análise e encaminhamentos contido no foro REVERSE (Revisão Institucional do Setor Elétrico), que data de 1989.

c) exposição sumária das fontes de financiamento que alimentaram a expansão da infra-estrutura de energia até

recentemente e de seu desmantelamento, seguida de um elenco de obstáculos a vencer. A natureza desses obstáculos mostra que providências imediatas de diminuição do endividamento intragoverno são imperativas, mas não serão suficientes para vencê-los. O **financiamento de projetos de infra-estrutura integrada** exigirá, além de tarifas e preços realistas, recursos orçamentários e modificações importantes no sistema financeiro, no sentido de dotá-lo de instrumentos adequados. Legislações atualizadas e a concepção de bons projetos constituirão instrumento básico de estímulo ao concurso de capitais privados para o seu financiamento.

### 1.1. Política e Matriz Energética

A década de setenta é apresentada pela literatura especializada como período de crescimento da tonelagem instalada, do completamento da integração da indústria e da acentuação da presença dos manufaturados na pauta de exportações, sob a égide de um Estado estruturante. Os anos oitenta são caracterizados, ao contrário, pelo enorme desgaste do poder planejador do Estado brasileiro, premido pelos condicionantes financeiros externos e internos.

A recessão interna no período 1981/83 acarretou o desempenho negativo do produto, desacelerou fortemente a taxa de investimento, desconsertou as finanças públicas, deteriorou seriamente as condições de vida da população e direcionou capitais privados às aplicações financeiras ou à fuga para o exterior.

O índice de produto real variou da base 100 de 1980 para 116,94 em 1991. Partindo de 22,8% do PIB a preços constantes em 1980, a formação bruta de capital fixo baixou a inusitados 16,2% em 1984, ascendeu a 18,7% em 1986, registrando sucessivas quedas desde então, até o nível de 15,2% em 1991. Além disso, o investimento em construção civil acentuou a sua predominância na

FBCF em relação a máquinas e equipamentos, atingindo 69,4% em 1991. Respondeu pela queda da FBCF global a redução dos investimentos das empresas e famílias, posto que a FBCF das administrações (Governo) reagiu positivamente na segunda metade da década de oitenta. Quanto à evolução dos investimentos das empresas estatais federais no total da FBCF - visto que não estão agregadas à FBCF do Governo pela metodologia das Contas Nacionais Consolidadas -, esses investimentos foram da ordem de 18,8% da FBCF total ou 4,3% do PIB a preços constantes em 1980 e da ordem de 9,1% da FBCF total ou 1,4% do PIB em 1991 (Almeida & Costa, 1993:65-67).

A sensível redução da capacidade de investimento do Estado acarretou a multiplicação dos estrangulamentos setoriais nos segmentos industriais estatais que estão concentrados na produção de bens intermediários, assim como na infra-estrutura básica, representada pelos setores de energia, transportes e telecomunicações.

A **estrutura da oferta de energéticos** no Brasil transformou-se radicalmente, sob a pressão da crise, nos últimos vinte anos, conformando uma matriz energética caracterizada, ao mesmo tempo, pela presença destacada de fontes renováveis e pela elevação crescente da intensidade energética.

Sob a coerção da crise mundial e de dois choques do petróleo em particular, foi engendrada uma política energética após 1973, com **objetivos estratégicos** - o aumento da exploração e da produção domésticas de petróleo, a diversificação das fontes primárias nacionais e a introdução de programa de conservação - e **instrumentos definidos** - políticas de preços e quotas, desestímulos vários ao consumo de energéticos importados, carga de incentivos fiscais e subsídios à utilização de fontes energéticas alternativas nacionais, tais como o álcool, a hidreletricidade e o carvão. A crise de 73 levou, portanto, à conscientização de um problema de energia sob certo ângulo, a dependência do petróleo. A prolongada discussão da época já

mostrava, todavia, que no Brasil de vasta extensão hídrica, incidência solar e biomassa, outras soluções complementares poderiam vingar.

Forjou-se, dessa maneira, um **novo perfil de consumo** de energéticos, caracterizado notadamente pelos seguintes pontos:

a) crescimento do consumo total de fontes primárias de  $111,3 \cdot 10^6$  tEP em 1976 para  $184,1 \cdot 10^6$  tEP em 1991, seguido agora mais de perto pela produção de energia primária, de  $72,1 \cdot 10^6$  tEP para  $153,1 \cdot 10^6$  tEP, resultando em diminuição da dependência externa de energia (demanda interna - produção interna) de 36,1% para 22% nos mesmos anos;

b) redução da participação percentual do petróleo no consumo total, de 42% em 1976 para 30,8% em 1991. Ressalte-se, todavia, que o consumo aparente de petróleo e derivados subiu do nível de 975 mil bpd (1985) para 1.214 bpd (1990), ao lado do esforço produtivo nacional de 563 mil bpd (1985) para 653 mil bpd (1990). Com reservas avaliadas de óleo de 2,8 bilhões de barris em 1990, dos quais 74,6% situados na plataforma continental, o Brasil ainda precisa importar 43,7% (1991) de petróleo para seu consumo interno;

c) elevação da participação percentual da hidreletricidade no consumo total, de 21,6% em 1976 para 34,3% em 1991, quando atinge o nível de  $63,2 \cdot 10^6$  tEP e se torna a fonte primária de maior participação relativa;

d) elevação dos produtos da cana-de-açúcar de 4,2% em 1976 para 10,6% em 1991, significando mais que a quadruplicação do valor absoluto, de  $4,7 \cdot 10^6$  tEP para  $19,5 \cdot 10^6$  tEP. Quadruplica também a participação do gás natural no consumo total de fonte primárias - 0,6% em 1976 e 2,3% em 1991;

e) crescimento do Produto Interno Bruto brasileiro de 1,5% a.a., de 1980 a 1991, enquanto que o consumo final de energia total (petróleo e derivados, gás natural, carvão mineral, lenha,

eletricidade e derivados de cana) aumentou 2,8% a.a. Isto traduz um acréscimo do consumo de energia por unidade produzida, conforme a) consumo total/PIB total: de 0,492 kEP/US\$ em 1980 para 0,563 kEP/US\$ em 1991 e b) consumo industrial/PIB industrial: de 0,564 kEP/US\$ em 1980 para 0,790 kEP/US\$ em 1991. Este último resultado contrasta com a evolução nos países desenvolvidos, onde se observou uma redução do consumo de energia industrial por unidade de PIB da ordem de 30 a 50%. As conseqüências da maior presença das atividades energético-intensivas na matriz industrial brasileira ficam mais esclarecidas através do ângulo da energia elétrica: no período 1970-91, o seu consumo total no Brasil cresceu à taxa de 8,7% a.a. - de 36,1 TWh para 209,7 TWh -, enquanto o PIB cresceu 4,8% a.a., resultando uma elasticidade-renda de 1,8. Projetou-se, naquele período, um percurso nítido de aumento da intensidade de energia elétrica do produto, que evoluiu de 380 para 750 kWh/US\$ (1988), a preços de 1985;

f) o consumo de energia por habitante evoluiu de 1,007 tEP/habitante de 1980 para 1,129 tEP/habitante em 1991. Esta média ensejaria, em um país de marcantes desigualdades, muitas considerações. Com efeito, as questões relativas à distribuição de energia remeteriam a um número grande de temas relevantes, muitos dos quais não interessariam imediatamente, contudo, a um estudo com os propósitos específicos do presente: a desigualdade no consumo geral *per capita*, particularmente na energia elétrica; desigualdade distributiva entre regiões, cidades e meio rural, bairros classe A e áreas periféricas; entre famílias.

O sucesso na implementação de estratégias de **diversificação de fontes primárias energéticas** esteve atrelado a **grandes pacotes de investimento**. A importância do aporte de recursos de investimento na área energética pode ser aquilatada pela sua participação no PIB: 2,8% nos anos de 1971 a 1973, 5% em 1982 e 3% em 1987. De acordo com a síntese de Romeu & Franco (1989), consideradas as fontes energéticas individualmente, os dados apontam: a elevação dos investimentos em energia elétrica de 1,8%

do PIB nos primeiros anos dos setenta para 2,6% em 1983; a elevação dos investimentos em petróleo de 0,8% em 1973 para 1,8% do PIB em 1982; uma proporção de 0,5% do PIB destinada aos investidores de implantação do Proálcool entre 1980 e 1984; a sustentação de investimentos da ordem de 0,2% do PIB em energia nuclear entre 1978 e 1985.

Os dados sistematizados por José Zatz, Diretor da Agência para Aplicação de Energia de São Paulo (1992), acusam um investimento total de US\$ 98,3 bilhões no setor energético brasileiro de 1978 a 1987, representando 15,6% da FBCF e 3% do PIB. Aquele total obedeceu à seguinte repartição:

a) US\$ 57,8 bilhões (59%) para eletricidade, cabendo 59% desses para geração, 24% para transmissão e 12% para distribuição. Doutra parte, a capacidade instalada de geração elétrica evoluiu de 27,2 GW em 1979 para 44,3 GW em 1987 e 50,8 GW em 1991. Se incluídos os autoprodutores, o total sobe para 54,1 GW em 1991, gerados predominantemente por usinas hidrelétricas (aproximadamente 90%) componentes dos sistemas interligados e por usinas termoelétricas (cerca de 10%). Tratando-se de uma totalização de valores, é preciso, no caso particular do setor elétrico, deixar claro o seguinte ponto: o colapso dos mecanismos de financiamento ao setor impôs **reduções drásticas nos investimentos**, o que poderá vir a aumentar os níveis de risco e perdas por ocasião da retomada do desenvolvimento. Basta que se atente para a queda substantiva das médias anuais dos investimentos no período de 1983 a 1986 e, muito pior ainda, após 1987;

b) US\$ 27,5 bilhões (28%) para petróleo insumo, cabendo cerca de 74% para exploração - 1989 será notável exceção, 60,6% - e 11% para refino. A média de produção passa de 160 mil bpd (1978) para 570 mil bpd (1987) e 653 mil bpd em 1990. Todavia, a média de produção projetada de 1 milhão de bpd tem sido **sucessivamente adiada**;

c) US\$ 8,1 bilhões (8%) para o Proálcool, representando uma subida do nível de produção real de 2,2 bilhões de litros de 1978 para 11,4 bilhões de litros de 1986/89. O ano de 1985 foi o divisor de águas entre as fases de auge e o declínio do Proálcool. O número de projetos enquadrados e o montante dos investimentos sofrem uma redução abrupta.

d) US\$ 4,9 bilhões (5%) no programa nuclear (1978/87).

A repartição das **modalidades de serviços infra-estruturais de energia** acumulou distorções importantes.

A estratégia de preços dos **combustíveis líquidos** do governo de 1974 pautou-se pela fixação recorrente de um patamar elevado para o preço da gasolina, que deveria lhe permitir absorver os repasses dos aumentos de preços dos outros derivados, financiar o setor petróleo e equalizar os preços dos derivados. Desta forma, os preços de GLP, nafta, óleo combustível e diesel permaneceriam relativamente baratos. Quanto ao álcool hidratado, o subsídio ao seu preço era garantido pela venda "casada" gasolina/álcool anidro. A aceleração das vendas de veículos a álcool hidratado, após 1979, significou a diminuição gradual da venda "casada", com repercussões sobre a base geradora de recursos para esse subsídio. Concomitantemente, a queda continuada do consumo de gasolina foi tirando desse derivado sua capacidade de exercer os papéis econômicos expostos anteriormente.

A reversão das expectativas altistas dos preços internacionais do óleo traçou um novo horizonte para a política de preços dos combustíveis líquidos no Brasil dos anos oitenta. Insistiu-se, porém, na manutenção da equação financeira do Proálcool, muito embora o cenário de preços cadentes de petróleo tornasse crescentemente desequilibrada a situação de alto custo de produção do álcool, redução de seu subsídio e manutenção de preços elevados da gasolina. Como o preço do diesel foi represado, a relação decrescente de preços diesel/gasolina acelerou a substituição desta última.

As afirmativas anteriores expressaram-se, em termos da evolução do consumo final por fonte, da maneira seguinte: a) o consumo médio de derivados de petróleo reduziu-se em cerca de 12,2% no período 1979/85, passando a uma tendência ascendente (o nível de consumo de 1979 é atingido em 1988 e ultrapassado, chegando ao índice de 104,8 em 1991); b) os consumos de óleo combustível e de gasolina reduziram-se, respectivamente, em termos do total de derivados, no período 1980-1991, de 30,6% para 16,2% e de 16,6% para 14,1%; estas reduções no consumo deveram-se, no primeiro caso, ao programa de substituição e conservação da energia da indústria e, no segundo, à conjugação do Proálcool com uma política de preços inibidora do consumo; c) os consumos de óleo diesel e gás liquefeito de petróleo (GLP) aumentaram respectivamente, em termos do total de derivados, no período 1980/91, de 29,6% para 37,6% e de 5,8% para 9,8%. Respondeu por essas elevações a falta de alternativas técnicas e economicamente viáveis.

A **dieselização** dos transportes de cargas e passageiros teve repercussões estruturais profundas em três aspectos: a) o petróleo importado passou a atender primordialmente a demanda de diesel; b) a geração de volumes crescentes de óleo diesel obrigou a Petrobrás à realização de adaptações onerosas na estrutura de refino, buscando adequar a oferta à demanda de derivados; c) os crescentes excedentes de gasolina foram exportados constantemente de forma gravosa. As dificuldades de exportação dos excedentes de óleo combustível levaram a Petrobrás a atuar na estrutura de refino, através da implantação de novas unidades de recraqueamento desse derivado pesado.

O cenário de preços cadentes de petróleo também produziu situações de desequilíbrio no **setor elétrico**. Nos anos setenta, apesar da rápida expansão, o sistema hidroelétrico manteve-se durante um longo período em equilíbrio financeiro, com a remuneração do serviço pelo custo, o Imposto Único e o Empréstimo Compulsório a favor da Eletrobrás (ver seção 1.3). A expansão da

capacidade instalada de geração prosseguiu, sem maiores questionamentos, durante os anos oitenta. Não obstante, essa expansão coincidiu, após 1976, com políticas continuadas de combate à inflação, de cujos instrumentos integrantes faz parte o arrocho tarifário. Doutra parte, a sistemática das vinculações veio a ser extinta.

O forte processo recessivo de 1981/83 acarretou capacidade ociosa de geração e a introdução de **programas de eletrotermia**, com o estabelecimento de tarifas privilegiadas (contratos EGTD e ETST). Este consumo de energia elétrica para substituição atingiu um máximo de 9,7 TWh em 1985; despencou para 1,5 TWh em 1987, com o fim dos contratos EGTD, e chegou a 5,0 TWh em 1991 (Eletrobrás, 1992:18). Cumpre ainda acrescentar aos pontos mencionados o considerável aumento da produção de bens eletrointensivos (alumínio, aço, ferro-ligas e soda-cloro), cuja participação no consumo de energia elétrica classe industrial evoluiu de 25% em 1973 para 36% em 1991, chegando ao nível de 36,7 TWh. Completa-se, assim, o elenco dos principais fatores explicativos para a forte intensificação do uso de eletricidade por unidade de produto e para os problemas econômico-financeiros do setor.

As distorções acumuladas historicamente na repartição das modalidades de serviços infra-estruturais de energia colocam uma série de temas para qualquer discussão sobre a matriz energética brasileira e o papel sistêmico dos energéticos na competitividade industrial: a) a disjuntiva auto-suficiência em petróleo X comprá-lo no mercado, em parte, com exportações brasileiras; b) o incremento exagerado da frota de automóveis a álcool, processo cuja reversão, ocorrida nos últimos anos, por razões conjunturais, ainda não está clara; c) a dieselização de caminhões e utilitários, originando gargalos no refino; d) desequilíbrios no óleo combustível, que tende a se tornar excedente; e) a situação crítica na energia elétrica, com atrasos na geração e transmissão; f) os destinos do programa nuclear, cujos objetivos gerais precisam retornar à discussão na sociedade.

A ausência de soluções decisivas para equacionar as distorções acumuladas deve-se, em boa parte, à falta de uma **concepção integrada do setor energético**, em termos de formulação de políticas públicas e definição de prioridades.

A matriz energética brasileira, conformada ao longo dos últimos vinte anos, é bastante equilibrada, com forte presença de fontes energéticas renováveis (energia hidráulica, lenha, produtos da cana-de-açúcar e outros). Constituíam 73,2% do total em 1991; tomado o consumo total de fontes primárias, a participação da energia primária renovável foi de 60,8% em 1991. Então, embora a matriz seja passível de desejáveis modificações, as angústias do curto prazo não devem gerar decisões rumo a um fortalecimento acentuado, nos próximos anos, da presença de fontes não-renováveis.

A trajetória que nos trouxe ao presente foi marcada, sem dúvida, com a analogia entre energia e fornecimento de energéticos. Ocorre que, vinte anos depois do primeiro choque de petróleo, a questão energética está fortemente ligada à da preservação do meio ambiente: obter mais energia disponível com menor crescimento da exploração dos recursos naturais. Quer dizer, melhorar a eficiência na transformação (produção e consumo final) e no transporte e distribuição de energia.

Discussões futuras sobre a matriz energética e a formulação de políticas a ela referentes deverão, portanto, ter presente três pontos básicos: a) a qualidade da matriz estará cada vez mais ligada à **menor** intensidade energética; b) a transformação da matriz estará subordinada à obtenção de fontes de recursos para propiciar as desejadas alterações; c) a obtenção desses recursos só se verificará, se as proposições passarem pelo crivo dos debates e pressões crescentemente acirrados nos planos nacional e internacional. Isto porque, a proposição de metas físicas envolverá, crescentemente, fatores muito complexos. No parecer de José Goldemberg e Benjamin Dessus (1992:143-156), caberá indagar de exercícios prospectivos que incluem os progressos

tecnológicos, as necessidades de crescimento, a demografia do país, bem como os problemas do meio ambiente global. Esta postulação é muito diferente de projeções lineares.

Enquanto a formulação de políticas públicas e definição de prioridades não se beneficia de uma **concepção integrada do setor energético** - tendo em vista a nova situação mundial - , o setor elétrico brasileiro constitui um bom exemplo, onde já se encontra sensibilidade para aqueles pontos. Com efeito, as áreas de planejamento das respectivas empresas introduziram instrumentos analíticos adicionais para enfrentar os desafios postos na década de oitenta - a utilização da metodologia de cenários, a desagregação do consumo por setores de uso final e por região, a incorporação da dimensão dos impactos potenciais sobre o meio ambiente -, ao mesmo tempo que tornaram públicos os resultados e a metodologia adotada, conforme registram e criticam as insuficiências ainda restantes, Araújo e Oliveira (1991).

Não obstante a melhor instrumentação para o planejamento, as restrições financeiras continuam a ser, em verdade, tomadas como de natureza secundária, podendo afetar o calendário de obras e o nível de risco de não-atendimento, mas não questionando as prioridades estabelecidas e o próprio arcabouço institucional do setor.

Em que pesem os méritos do esforço, uma concepção integrada do setor energético também não foi obtida no **reexame da matriz energética nacional**, procedido pela Comissão constituída através do Decreto nº 99.503, de 02/09/90. O relatório respectivo enuncia um conjunto de políticas para os setores energéticos do País, cujos principais resultados são: a) redução do consumo global de energia em 9% no ano 2000 e 18% no ano 2010; b) aumento da produção nacional de petróleo para cerca de um milhão de barris por dia em 1995 e pelo menos 1,5 milhão no ano 2000; c) expansão da oferta de energia elétrica, de predominância hidrelétrica e gradativa acentuação termoelétrica; d) elevação da participação do gás natural para 4,5% em 2000 e 6% em 2010; e) expansão da

oferta de carvão vapor para 25 milhões de toneladas em 2010; f) elevação da participação das energias renováveis na oferta global de energia; g) geração de cerca de 4% da energia elétrica total através da utilização de bagaço de cana até o ano 2000; h) produção da oferta total de lenha e derivados a partir de reflorestamentos e do manejo sustentado de matas nativas até o ano 2000.

Para a consecução dos resultados esperados, a Comissão aposta em uma redução substancial do requisito total de energia, através de medidas de racionalização na sua utilização. Ao apresentar os investimentos globais para expansão da oferta de energia, o documento oficial projeta um cenário alternativo de menores montantes para 1991/2000 - US\$ 80,3 bilhões - e 2001/2010 - US\$ 147,7 bilhões. Na hipótese tendencial, que contempla maiores requisitos energéticos globais, os montantes são US\$ 106,5 e 206,4 bilhões.

As totalizações acima apontadas obedeceram à seguinte sistemática: "Para a construção deste quadro foram utilizados índices médios de investimento por unidade de produto, para cada forma de energia, fornecidos pela própria indústria ou obtidos da análise de dados setoriais. Incluem-se os investimentos destinados à produção da matéria-prima, à sua transformação e ao transporte e distribuição. No caso do petróleo, os investimentos ligados à exploração e produção foram estimados pela Petrobrás, para os dois cenários considerados".

Os esforços consubstanciados no documento de reexame de matriz são louváveis, contudo: a) o agregado é ainda demasiadamente uma soma de partes de cunho setorial; b) o estudo perseguiu soluções globais para todas as questões, não fornecendo elementos para a fixação de prioridades. A somatória inatingível de investimentos desejáveis - na melhor hipótese (alternativa) para 1991/2000, US\$ 80,3 bilhões - é um demonstrativo disto. **A fixação de prioridades na área energética não exige apenas uma concepção integrada sobre seus problemas. Deve estar conectada a**

**definições mínimas de planejamento regional e de prioridades setoriais**, para que os serviços de infra-estrutura de energia revistam-se, efetivamente, de sentido estruturante.

## 1.2. Quadro Jurídico-Institucional e Organizacional

O modelo estratégico que vem norteando os setores de energia elétrica e de petróleo no Brasil caracteriza-se pela presença de uma empresa estatal única de petróleo e de um número restrito de organizações estatais na esfera nacional, regional e estadual no setor elétrico, pelo planejamento e coordenação centralizados das políticas e pela prática de preços e tarifas equalizados. Em contraste, os setores de carvão vegetal, lenha e de outras biomassas pautam-se por um modelo empresarial aberto, marcado pela diversidade de fornecedores, descentralização institucional e regional e prática de preços aderentes aos custos.

As ligações íntimas entre energia elétrica e desenvolvimento industrial e combustíveis líquidos e desenvolvimento do setor de transportes foram determinantes, nos anos cinquenta e sessenta, para o crescimento da gestão estatal dos setores elétrico e de petróleo. O arcabouço institucional desenvolveu-se pela multiplicação de órgãos setoriais, que não foi acompanhada pela estruturação de mecanismos superiores de integração. A experiência histórica registra expansões setoriais consideráveis ao longo do período. Registra também dificuldades crescentes para a consecução de um planejamento energético integrado, embora produtos importantes, como o Balanço Energético Brasileiro, tenham sido gerados.

A crise econômica dos anos oitenta **repercutiu de forma intensa** sobre a estrutura institucional dos órgãos relacionados ao setor energético, particularmente o **segmento elétrico**. O processo tendeu a se aprofundar a partir de 1990, com o desencadeamento da reforma administrativa. Entrevistas com o pessoal ligado às áreas técnicas das empresas mencionam uma

tendência grave de desprofissionalização no setor elétrico, com a diminuição substancial da massa crítica anteriormente presente. A descontinuidade na fixação de prioridades, que acaba se verificando com as mudanças de governo, e a alocação de pessoas sem conhecimento e experiência em cargos de direção tumultuam o planejamento e administração das empresas. Além destes, é relevante destacar os empecilhos de natureza jurídico-institucional envolvendo legislações inadequadas, estruturas administrativas superadas e ausência de regras estáveis.

É urgente a **necessidade de reestruturar os mecanismos de financiamento dos investimentos** da manutenção e da operação, assim como **estabelecer estratégias e prioridades nas formulações de políticas públicas**. Em uma economia tão notavelmente cercada pelas restrições do endividamento externo e interno, como é o caso da brasileira, a reestruturação do quadro jurídico-institucional não deverá estar a serviço da solução imediatista e míope daqueles condicionamentos. As lições oriundas de outros países são, aliás, bastante claras a respeito.

O **debate acerca da reestruturação institucional do setor elétrico** vem se processando com **grande lentidão**; em simultâneo, compreensível e preocupante.

A diminuição das taxas de crescimento do mercado de energia elétrica e a queda da produção de bens e serviços adquiridos pelas concessionárias levou estas últimas e as empresas fornecedoras a exigirem soluções para os problemas que se avolumavam no setor elétrico no primeiro quinquênio dos anos oitenta. Em 1984, os resultados do trabalho de uma comissão mista criada pelo MME expressaram-se em minutas de leis, decretos-leis, decretos e portarias, que buscavam novas soluções, mas a iniciativa amorteceu com a entrada da nova gestão federal e do debate constitucional. Agravando-se a situação das concessionárias estatais no ano seguinte, foi elaborado um Plano de Recuperação Setorial (PRS), que advogava aumento de tarifas,

de eficiência e de produtividade das concessionárias, capitalização do setor e avanços no planejamento de expansão.

O maior esforço de debate sobre a base institucional do setor foi deflagrado pela Eletrobrás em 1987, por intermédio dos trabalhos do fórum conhecido como Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE). Nele participaram as mais diversas entidades, públicas e privadas, diretamente vinculadas ao setor. A complexidade dos temas e a extrema variedade dos interesses envolvidos não ensejou recomendações consensuais.

Contudo, a análise da situação do setor continua de extrema atualidade: a presença de um processo decisório inadequado, que não assegura a participação, integração e compromisso efetivo das entidades e áreas envolvidas; a ação política questionável nas concessionárias estatais dos governos estaduais e de grupos de pressão; o preenchimento clientelista dos quadros de direção e funcionários, ficando a orientação e políticas ao sabor das circunstâncias; a utilização sistemática do setor para objetivos extra-serviço elétrico; descumprimento das normas setoriais vigentes pelas várias partes envolvidas; obtenção de níveis de geração interna de recursos incompatível com as necessidades do setor; participação pouco efetiva dos consumidores e da sociedade em geral na gestão do setor e das concessionárias, para fins de melhor controle sobre os custos, padrões e expansão dos serviços de eletricidade; participação pouco destacada de capitais privados no setor.

Quanto à estrutura de gestão e decisão setorial, que muito interessa para o encaminhamento da questão das transferências intra-setoriais, as equipes do REVISE dividiram-se em duas vertentes. A primeira delas postulava a continuação da Eletrobrás como acionista controladora das empresas geradoras regionais (Eletrosul, Furnas, CHESF e Eletronorte) e dos Estados como participantes majoritários no capital das concessionárias locais. A Eletrobrás permaneceria, portanto, como operadora do sistema de transferência de recursos. A segunda vertente reduzia a

Eletrobrás à *holding* do sistema, transferia a função de "banco" do setor ao BNDES e sugeria que uma nova empresa, controlada acionariamente pelas concessionárias locais, passasse a planejar e operar o sistema interligado, bem como gerisse as transferências financeiras intra-setoriais.

O debate constitucional de 1988 reforçou o deslocamento do eixo de decisões em gabinetes fechados para o âmbito do Congresso Nacional e trouxe também um aumento da autonomia dos Estados em relação à União, consubstanciada em maior participação na arrecadação dos recursos públicos. O processo político descentralizador recente tem apresentado resultados bastante heterogêneos. A perda de vista da perspectiva nacional é freqüente e as negociações amplas, em torno de temas que agregam grande número de interesses setoriais e estaduais, são difíceis. Isto é bem ilustrado pela lenta tramitação dos projetos de lei regulamentadores das concessões de serviços de utilidade pública, que constituem peças-chave para as mudanças no quadro institucional do setor elétrico brasileiro. A lentidão é **compreensível**, sem dúvida, quando são lembradas as complexidades inerentes ao setor elétrico e as dificuldades de conciliação entre os interesses nacionais e locais. **Preocupante**, contudo, quando a pequena margem de manobra para que a economia saia de um interminável processo de "estabilização" envolve, necessariamente, um pacote articulado, negociado, de investimentos infra-estruturais.

A Secretaria Nacional de Energia projetou e lançou à discussão nacional, no segundo semestre de 1991, um novo modelo institucional para o setor de energia elétrica, que incluía: a) a constituição de uma grande sociedade anônima, a Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica (Ense), com a participação da União, dos Estados e capitais privados, a qual incumbiria comprar toda a energia produzida, transportá-la e revendê-la às concessionárias estaduais; b) a definição pela Ense de um preço médio de toda energia recebida, que seria mantido na venda às

distribuidoras; c) a participação do setor privado na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Críticas generalizadas bombardearam a proposta, apontando que, se o papel da Ense fosse comprar energia ou comprar capacidade a tarifas individualizadas das geradoras e revender a uma tarifa equalizada às distribuidoras, estaria se substituindo um mecanismo opaco de transferência de recursos intra-setoriais, providenciado pelo sistema de transferência de equalização tarifária vigente, por uma caixa preta de mesma função e menor controle da sociedade. Confrontavam-se, novamente, as diferentes vertentes do REVISE, impossibilitando a aprovação da proposta. Após esta tentativa, mudanças de estrutura ministerial e de equipes dirigentes não deram margem a novos esforços da Secretaria Nacional da Energia.

### 1.3. Financiamento

Os efeitos da crise dos anos oitenta sobre as fontes de financiamento do **setor elétrico** levaram a uma situação de caos financeiro. O breve histórico apresentado a seguir evidencia este ponto.

A expansão do sistema elétrico, desde a criação da Eletrobrás em 1962 até 1981, foi financiada pelas seguintes fontes: a) receitas operacionais; b) capital de risco dos acionistas; c) empréstimos e financiamentos internacionais e nacionais.

Com a extensão dos benefícios da Lei 3470 de 1958 aos concessionários, através do Dec. 54936, de 04/11/64, ficava autorizada a reavaliação do ativo das empresas para efeitos fiscais e a permanente correção dos ativos operacionais, que constituíam a base de cálculo da remuneração mínima legal. O REVISE salienta que os concessionários dispunham, então, de recursos (para funcionamento e autofinanciamento da expansão) de

uma remuneração legal de 10 a 12% a.a. sobre o ativo remunerável, e das quotas de depreciação, amortização e reserva global de reversão (RGR). Contavam também com a arrecadação do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUÉE) e empréstimos compulsórios. As condições econômico-financeiras para a expansão eram, portanto, muito satisfatórias.

Argumentos relativos a distorções e desigualdades provocadas pela sistemática de tarifação, de âmbito regional, levaram ao DL 1383/74, que introduziu a equalização tarifária em todo o território nacional. Objetivando viabilizar os sistemas de fornecimento de energia elétrica em regiões pioneiras, a nova sistemática não alterava a remuneração média do setor, mas introduzia uma câmara de compensações, injetando recursos nas empresas com remuneração insuficiente. Este processo de transferências financeiras se verificaria entre empresas estatais federais e estaduais, estando sua operacionalização assentada no centralismo autoritário vigente.

A utilização do setor como instrumento de política de captação de recursos externos e de combate à inflação começou a promover a corrosão dos níveis tarifários, que garantiram a remuneração de 10 a 12%, a partir de 1977. Em particular, o DL 1849 de 1981, ao instituir a remuneração média esperada para o setor como base de cálculo para a equalização tarifária, em substituição da remuneração de 10 a 12%, gerou grave processo de deterioração econômico-financeira. Com efeito, a taxa de remuneração real dos investimentos referiam-se a ativos desvalorizados pela correção monetária inferior à inflação.

A contenção tarifária e a deterioração das finanças federal e estaduais responderam pela diminuição da parcela financiada dos investimentos das concessionárias oriunda de recursos internos. Em outras palavras, o percentual majoritário das exigibilidades de longo prazo foi preenchido com créditos internacionais. Por fim, a indisponibilidade de dinheiro novo no mercado financeiro internacional e a extinção do IUÉE em 1988 restringiram os

recursos do sistema às reduzidas receitas operacionais e esporádicos créditos bancários internos. Como se não bastasse, a delicada situação financeira do sistema agravou-se com os inadimplementos intragoverno, particularmente as recusas de recolhimento à Eletrobrás dos superávits de várias concessionárias.

Os desafios que se colocam para o setor elétrico são complexos, mas não só do ponto de vista financeiro; muitos deles não poderão contar, a curto prazo, com os benefícios do processo de reestruturação institucional do setor, que ainda precisa avançar muito. Um elenco desses desafios deve incluir, necessariamente, os seguintes pontos: a) superação do caos financeiro, representado pelo elevadíssimo endividamento intragoverno; b) equacionamento de mecanismos de financiamento de longo prazo para o término dos projetos hidrelétricos inconclusos e para a expansão do sistema; c) equacionamento das contrapartidas em moeda nacional do financiamento externo; d) viabilização de alguns mecanismos imediatos, mesmo sem a reestruturação institucional global, para acelerar o aporte de capitais privados ao setor; e) realização de entendimentos com a indústria de equipamentos, instalações e materiais elétricos, no sentido de montar conjuntamente pacotes de investimentos para os bens fornecidos; f) equacionamento de financiamento para investimentos em conservação de energia.

**Os recursos** minimamente indispensáveis para enfrentar tal gama de problemas **não poderão advir apenas da recomposição tarifária**. A esse respeito, desde o segundo semestre de 1991, o governo federal vem se comprometendo com a diretriz de aumentos reais de energia elétrica até o nível de US\$ 67 o megawatt/hora, conforme proposta do Banco Mundial, objetivo que ainda não foi alcançado. Partindo da hipótese de sucesso na recomposição tarifária, mesmo assim, o montante arrecadado permitiria, possivelmente, cobrir tão-somente os gastos com custeio e parte do serviço da dívida de US\$ 30 bilhões, restando recursos manifestamente insuficientes para o financiamento dos

investimentos previstos no Plano Decenal de Expansão 1993-2002 (US\$ 34,4 bilhões). Afora tarifas e receitas próprias, **devem ser equacionados** recursos orçamentários vinculados a planos de longo prazo de investimento em infra-estrutura energética, créditos e financiamento provenientes do exterior e parcerias público-privada.

Embora em situação muito menos dramática que a do setor elétrico, os impactos da política macroeconômica também deterioraram a capacidade de geração de recursos do **setor petróleo**. No período 1989-1992, calcula a Petrobrás que o seu faturamento bruto experimentou uma redução da ordem de US\$ 12 bilhões. Do ponto de vista financeiro, as dívidas de curto prazo são da ordem de US\$ 2,5 bilhões e os compromissos de longo prazo montam a US\$ 1,5 bilhão.

A disponibilidade de recursos para a Petrobrás no médio e curto prazos depende de um acerto de contas junto ao Departamento Nacional de Combustíveis, do qual é credora de US\$ 3.093 milhões (setembro de 1992), e junto ao Governo e empresas do Governo. Aquele saldo saltaria para US\$ 3.782 milhões, se os recursos provenientes das operações de *relending* não tivessem sido creditadas na conta petróleo.

De montantes muito expressivos, compõem as contas junto ao DNC, a conta petróleo, a conta derivados e a conta álcool. **A conta petróleo** apura "o total formado principalmente pela diferença entre o valor CIF do petróleo importado e o valor CIF utilizado pelo DNC para formar o preço de realização e pela diferença cambial entre a taxa de câmbio paga pela Petrobrás e a taxa de câmbio utilizada pelo DNC para formar o preço de realização. Esta conta apura ainda outras diferenças menores, relacionadas com o *drawback* de produtos exportados e com o ajuste das operações de fornecimento de petróleo às refinarias particulares. Em setembro de 1992, o seu montante era de US\$ 2.499 milhões.

A **conta derivados** apura principalmente "a diferença entre o valor arrecadado através da parcela da estrutura de preços denominada FUP (Frete de Unificação de Preços) e o valor pago às companhias distribuidoras de derivados a título de ressarcimento de despesas de interiorização de derivados, valor este autorizado pelo DNC. Apura também a diferença entre o valor dos CIF dos derivados importados e o preço vigente no País para os mesmos derivados. Apura ainda outras despesas ressarcíveis à Petrobrás, relativas a movimentações através de dutos e terminais próprios e àquela realizadas por terceiros". Em setembro de 1992, o saldo era de US\$ 149 milhões.

A **conta Alcool** apura principalmente "o custo financeiro dos estoques de álcool e a diferença entre o valor arrecadado através da parcela da estrutura de preços denominada FUPA (Frete de Unificação de Preços do Álcool) e o valor pago às companhias distribuidoras a título de ressarcimento de despesas de interiorização, valor este autorizado pelo DNC. Apura ainda a diferença na comercialização de álcool". O saldo em setembro de 1992 era de US\$ 743 milhões.

No elenco de contas a receber, constam empresas do setor elétrico, DNER, DEERs, Siderbrás e CSN, totalizando US\$ 850 milhões. Em contrapartida, ao final de 1991, a Petrobrás apresentava débitos junto ao Fundo Nacional da Marinha Mercante e relativo ao empréstimo no compulsório, que somavam US\$ 820 milhões.

#### **1.4. Complexos Industriais**

As observações seguintes têm por base resultados dos estudos setoriais desenvolvidos no âmbito do projeto.

##### **Complexo de Materiais de Construção**

As empresas do Complexo utilizam, em geral, a energia elétrica como energia motriz, porém ainda existem aquelas dotadas de fornos elétricos, que substituíram os fornos a óleo por indução dos estímulos governamentais à energia elétrica nos anos 70. Essas empresas aguardam condições econômicas satisfatórias para investir na modernização dos seus equipamentos e restringir o uso de energia elétrica à função motriz.

Verifica-se, por outro lado, a tendência à implantação de programas de redução do consumo de energia elétrica até mesmo na iluminação das fábricas. Acentue-se que o desenvolvimento de tais programas tem dado ênfase aos projetos de instalações voltados à conservação de energia, abrangendo as obras civis e o desenvolvimento de equipamentos.

Quanto à qualidade do fornecimento de energia elétrica, expressa na continuidade e na variação mínima de tensão, deve-se notar que existem diferenças regionais, por vezes acentuadas. Obviamente que para as empresas situadas em regiões sem problemas dessa natureza, isso se traduz em vantagem competitiva pelos efeitos da continuidade de produção, padrões de funcionamento e necessidades de manutenção.

Os segmentos do Complexo de Materiais de Construção cujos processos empregam calor em elevadas temperaturas - cimento, cerâmica, aço, vidro, etc. - têm como fonte energética mais adequada o gás natural, em função de seu elevado poder calorífico, o que determina vantagem significativa de custo em relação às outras alternativas. Também do ponto de vista ambiental, é apontado como a melhor alternativa pelas suas propriedades não-poluentes. É também o mais indicado sob o aspecto da qualidade dos produtos, em função da uniformidade e constância de temperaturas atingidas.

A inexistência de uma rede de gasodutos que possam atender a indústria em sua diversidade geográfica, tem levado à utilização de variadas fontes como o óleo combustível, carvão mineral,

carvão vegetal, eletricidade e GLP. As empresas que têm acesso à rede de gás natural colocaram-se, assim, em vantagem competitiva em relação às demais. Os vários segmentos vêm se organizando no sentido de assegurar o maior número possível de empresas com acesso ao gás natural, por meio de iniciativas como a das empresas da região Sul na participação em um consórcio que constituiu a Infragás. Esta empresa deverá viabilizar a chegada do gás natural àquela região.

Acredita-se que as empresas não são suficientemente motivadas pelas políticas governamentais, devendo-se buscar mecanismos e critérios que possibilitem às mesmas "contar pontos" em função de seus investimentos e resultados atingidos quanto à conservação de energia, por exemplo nas tarifas, na obtenção de crédito, etc.

Sem ênfase às questões do meio ambiente e do reflorestamento, as empresas julgam, de uma forma genérica, que todos os programas destinados à modernização industrial devem ter por base critérios de julgamento explícitos para a sua habilitação. Isto, no sentido de realmente promover a concessão de maiores benefícios àquelas que tem um histórico de investimentos e gestão adequados, do ponto de vista tecnológico, econômico e social.

### **Complexo Metal-Mecânico**

#### a) Mineração (Minério de Ferro)

A recomposição tarifária, com vistas a atingir um padrão internacional de fornecimento de energia elétrica, afetará significativamente as margens das unidades de pelotização. Existem estudos do CVRD para fornecimento de energia na área de Tubarão, sem, no entanto, haver nenhuma decisão concreta até o presente.

Quanto à utilização do gás natural, este poderá vir a substituir mais significativamente o carvão. No que se refere aos procedimentos de conservação de energia, os resultados têm sido bastante satisfatórios, principalmente nas usinas de pelotização.

#### b) Siderurgia

No caso de ocorrer um processo de recomposição tarifária no fornecimento de energia elétrica, as aciarias elétricas terão que se remodelar rapidamente, com exceção da Cosigua, Mendes Jr. e Dedini. Quanto à qualidade no fornecimento em termos de continuidade e variação mínima de tensão, a preocupação das empresas siderúrgicas é mais com o custo e eventual falta de fornecimento no futuro.

A utilização do gás natural ainda é incipiente nas empresas do setor, sendo que as fontes energéticas possíveis de substituição são o carvão, o gás canalizado convencional e o óleo combustível.

Com relação aos procedimentos de conservação de energia na indústria, a situação das empresas do setor pode ser considerada satisfatória, embora não ideal, se tomados como referência os parâmetros internacionais.

A questão energética crucial na siderurgia é a crise no suprimento do carvão vegetal. Peculiar à siderurgia brasileira, o carvão vegetal foi responsável, em 1990, por cerca de 18% da produção de aço e 38% do gusa. Por outro lado, 73% da produção de carvão vegetal no Brasil destinava-se à atividade siderúrgica. A compatibilização dos interesses das empresas siderúrgicas, dos produtores de carvão vegetal e dos interesses ambientalistas que emergem da sociedade como um todo, deve ser buscada com urgência, sob o risco de comprometer o desempenho do setor. As ações deverão ser concentradas no objetivo de aumento da "produtividade florestal".

## c) Fundição

Nos últimos dez anos, intensificou-se o uso de eletricidade nas indústrias de fundição, tornando-se a sua participação, como fonte energética, superior a 40%. Este uso intensivo é determinado por aspectos tecnológicos, onde a qualidade do produto, a economia de matérias-primas, a maior eficiência energética e outros servem como fatores decisórios de novos investimentos e expansões. Como os ganhos de processo foram muito significativos e houve esforços para a economia de energia, observou-se progressiva melhoria da eficiência energética das fundições. Contudo, fortes aumentos reais na tarifação da energia elétrica poderão influenciar de maneira significativa a competitividade dos produtos fundidos, em especial no mercado externo.

À maior disponibilidade de gás natural no país corresponderá um crescimento da participação deste insumo na matriz energética das fundições. Sua principal aplicação, a curto prazo, será nos processos de aquecimento e tratamento térmico, em substituição ao óleo combustível e ao GLP. A médio prazo, o gás poderá também ter uso expressivo na fusão de metais. Outro tipo de gás que terá maior uso é o gás residual da refinaria, como substituto do GLP e do óleo combustível, prevendo-se sua aplicação pelas indústrias instaladas nas vizinhanças das refinarias de petróleo.

## d) Alumínio

Os principais componentes dos custos de produção de alumina são a bauxita, o consumo energético e a soda cáustica. O percentual da parcela energética varia de 15 a 30% do custo nas plantas de melhores índices. A introdução de inovações técnicas tem permitido a otimização do consumo de energia, com os índices reduzidos a 9 GJ/t nas unidades modernas (Alumar e projeto Alunorte). Tomado o conjunto de parâmetros de consumo de insumos, verifica-se uma significativa defasagem tecnológica nas plantas brasileiras de alumina.

As reduções brasileiras de alumínio são tecnologicamente heterogêneas em termos de processo de produção, diferenciando-se os fornos das plantas anteriores aos anos 80, instalados com tecnologia "Soderberg", de pequeno porte, e as recém-instaladas com tecnologia de "anodos pré-cozidos", de escala muito mais elevada.

O consumo médio de energia das reduções do período pré-80 em corrente alternada é de 17,4 kwh/kg, caracterizando-se essas unidades pela reduzida amperagem, maior consumo de energia e eficiência reduzida de corrente (89 a 90%). Registre-se que essas plantas têm sofrido aprimoramentos ao longo dos anos, havendo as novas expansões já incorporado maior amperagem e consumo menor de energia.

As novas fábricas instaladas e as em final de instalação são muito mais eficientes, apresentando um consumo médio de energia em corrente alternada de 15,1 kwh/kg (ou 14,1 kwh em corrente contínua). O aumento progressivo da amperagem das células eletrolíticas traduz-se na elevação da produção por unidade e na conseqüente redução significativa dos investimentos. Contudo, projetos recentes em outros países envolvem amperagens de 230 a 275 KA, com eficiência de corrente da ordem de 95% e consumo de energia de 13,0 a 13,2 kwh/kg em corrente contínua, equivalente a 14,0 kwh/kg em corrente alternada.

Na análise das tendências prospectivas dos progressos técnicos em termos de processo e de produto, constata-se o aumento progressivo da amperagem das células eletrolíticas, implicando redução do custo de produção. Apesar de novos projetos contarem com uma eficiência de corrente de até 95% em médias mensais, o rendimento atual da eletrólise não passou de 50%, registrando-se elevada dissipação de energia consumida pelos fornos de redução. Prevê-se a diminuição do consumo em um prazo relativamente curto, para um nível de 12 kwh/kg. Doutra parte, a

operação das plantas com custos variáveis excessivamente elevados tenderá a ser encerrada.

Nas atividades de redução, cumpre melhorar os níveis de eficiência/produtividade dos processos no Brasil, envolvendo a diminuição do consumo de matérias-primas, principalmente energia elétrica. Em um quadro de aumento de tarifação real e de dificuldades para a expansão dos serviços, incentivos à redução de consumo de energia elétrica nas unidades produtoras de alumínio e o apoio à geração própria de energia pelas mesmas serão, crescentemente, componentes da política para esse eletrointensivo, que poderá ainda vir a seguir a prática mundial de ligação do preço de energia elétrica ao preço do produto através de fundo de compensação.

#### e) Indústria Automotiva

Os impactos de recomposição tarifária dos serviços de energia elétrica sobre as empresas do Complexo serão toleráveis. No presente, as empresas não vêem como problema a qualidade do fornecimento de energia elétrica, em termos de continuidade e variação mínima de tensão.

A utilização do gás natural não se constitui em fator energético relevante, não fazendo parte dos planos das empresas. No que diz respeito à conservação de energia, já foram implementados, em empresas do setor, muitos programas bem-sucedidos e que apresentaram resultados expressivos em termos de economia de energia elétrica.

### **Complexo Químico**

#### a) Petroquímica

A indústria petroquímica apresenta-se em grandes complexos integrados, onde coexistem unidades de produção de secundários e

finais, em torno de uma central de produção de primários. Essa configuração é ditada, sobretudo, pela natureza da matéria-prima.

Nos países onde há disponibilidade de gás natural, é insumo preferido pela sua excelência como matéria-prima petroquímica, permitindo a obtenção menos custosa do eteno a partir do etano. Ademais, o preço do gás natural é normalmente inferior ao da nafta. No caso brasileiro, tem seu uso limitado à produção de gás de síntese. Por sua vez, a nafta apresenta custo mais elevado, porém possibilita a obtenção de todos os aromáticos e olefinas.

Em tal contexto, as propostas de expansão da petroquímica brasileira deverão considerar a alternativa de utilização do gás natural. Da mesma forma, o cálculo dos custos reais de produção petroquímica deverá incluir o custo de transporte do gás aos novos projetos implantados.

### **Complexo de Papel e Gráfica**

Na fabricação de celulose, a etapa inicial de separação das fibras de lignina pode ser obtida através de reagentes químicos ou por processos termomecânicos. No primeiro caso, são utilizados os reagentes sulfato e sulfito. Quanto aos processos termomecânicos, dividem-se em dois tipos: os químico-mecânicos e os termoquímicos mecânicos, que dão origem às pastas de alto rendimento. Somando-se ao processo, constituem fatores determinantes as especificações e o nível de desempenho dos equipamentos, principalmente dos biodigestores. Nos processos mecânicos, conta o grau de eficiência energética dos equipamentos.

De forma geral, o uso intensivo de energia elétrica na produção obrigou o setor de celulose a se capacitar à geração de tecnologias poupadoras de energia. Por outro lado, o espectro do racionamento tem levado as empresas a investir na sua infraestrutura de energia, encarecendo o custo dos investimentos. Neste particular, a definição prévia das fontes de suprimento de

energia elétrica nos projetos já constitui pré-requisito para a obtenção de financiamento junto ao BNDES.

De forma específica, os processos termomecânicos de produção de celulose e de pastas de alto rendimento são particularmente intensivos em energia. O custo da energia consumida no processo e a excelente aceitação das pastas químicas de fibra curta parecem ter respondido pela pouca difusão da produção de pastas de alto rendimento no Brasil. Os aumentos reais de tarifação elétrica fortalecerão essa tendência.

É preciso aumentar o rendimento em fibras e a eficiência energética das plantas de pasta e de celulose, o que permitirá maior economicidade de produção.

A recomposição das tarifas deverá afetar principalmente o segmento produtor de papel, especialmente as empresas pequenas e médias, não-integradas. Neste segmento, o impacto sobre os custos poderá ser significativo.

## 2. TENDÊNCIAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS

### 2.1. Tendências Nacionais

#### 2.1.1. Investimentos planejados

O Plano Decenal de Expansão 1993-2002 da **Eletrobrás** parte das hipóteses de "êxito no ajuste fiscal, de uma evolução favorável nas negociações com a comunidade financeira internacional e da reorientação da poupança do setor privado para os investimentos produtivos, após alcançado o sucesso na política de estabilização com a queda da inflação e das taxa de juros". Neste sentido, prevê um crescimento do mercado de energia elétrica, no período 1992-97, da ordem de 5,6% a.a., assim como de 6,0% a.a. de 1997 a 2002.

Para atender aos requisitos de energia elétrica, esclarece o documento, o Plano Decenal considerou as prioridades de utilização dos recursos energéticos do País, as limitações plurianuais dos investimentos admitidos para o Setor Elétrico e as considerações de atendimento ao mercado, observados os aspectos da racionalização na produção e uso eficiente de energia. Tendo em vista as restrições financeiras para investimento no período 1993-97, o Plano apresenta uma alternativa **possível** de suprimento e de expansão da oferta (denominada Alternativa II), a qual não assegurará de forma adequada aquele suprimento. Deverão, portanto, ser adotadas "medidas na área da demanda (conservação e racionalização do uso da energia elétrica) e na área da oferta como a intensificação da participação da iniciativa privada em cogeração, autoprodução e outras modalidades, visando compensar o quadro de restrições financeiras para a expansão dos sistemas elétricos".

O Plano Decenal de Expansão 1993-2002 prevê, mesmo assim, para o quinquênio 1993-1997, a necessidade global de

investimentos da ordem de US\$ 34,4 bilhões, devendo as empresas controladas pela União responder por US\$ 14,8 bilhões ou 43% das necessidades globais. Quanto à repartição por programas, o maior volume de recursos, da ordem de 50% do total, está alocado para a geração.

O programa de obras de geração objetiva elevar a capacidade instalada no País para cerca de 90,6 GW no ano 2002 (1993:59 GW), com 89% de participação hidrelétrica. São consideradas obras importantes: a conclusão da usina hidrelétrica de Xingó; a conclusão das termelétricas a carvão em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul; o início efetivo da construção dos aproveitamentos no rio Uruguai, inclusive o empreendimento conjunto da hidrelétrica de Garabi, com a República Argentina; a execução de usinas de médio porte nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Pautase a seleção e ordenação dos empreendimentos pelo **custo mínimo** de suprimento, "envolvendo obras de engenharia, equipamentos, infraestrutura de apoio e medidas legais para a liberação de áreas para esses fins, bem como os custos relativos a programas de caráter social ou ambiental, associados à implantação e à operação dos empreendimentos". O custo mínimo de suprimento é avaliado pela Eletrobrás com taxa de atualização de capital de 10% a 12% a.a. Tratando-se a taxa de desconto de uma decisão de política energética, aquele patamar está viabilizando os grandes projetos hidrelétricos com longa maturação. No caso da opção por alternativas termelétricas, tornar-se-ia obrigatória a elevação da taxa de desconto, conforme justificativa das agências multilaterais.

O programa de obras de transmissão procurará incorporar aos sistemas regionais interligados e aos sistemas isolados da Região Norte mais de 60.000 km de linhas de transmissão e mais de 115.000 MVA em subestações adicionais no período 1993-2002. São salientados a melhoria do suprimento aos sistemas isolados da Região Norte e o reforço na interligação Norte/Nordeste, Sul/Sudeste e troncos de suprimento à Região Centro-Oeste.

O programa de distribuição trabalha com a previsão de formação de grandes centros consumidores de elevada densidade de carga. Mostra-se pessimista sobre a expansão dos sistemas rurais, que ficará dependente do desenvolvimento de novas tecnologias que obtenham êxito na redução dos custos de construção, de operação e de manutenção das redes rurais.

Ressalta ainda o documento sobre o Plano Decenal de Expansão que não foi possível precisar o papel do programa nuclear e de futuros suprimentos de gás natural importado na geração de energia elétrica, tendo em vista as incertezas que cercam os respectivos desenvolvimentos.

Observe-se que, não obstante a boa instrumentação do setor elétrico para o planejamento, as restrições financeiras continuam a ser, em verdade, tomadas como de natureza **secundária**, podendo afetar o calendário de obras e o nível de risco de não-atendimento, mas não questionando as prioridades estabelecidas e o próprio arcabouço institucional do setor.

Com relação à **Petrobrás**, sua importância nevrálgica no desenvolvimento do setor de petróleo e gás natural dispensa qualquer dissertação. Basta que se tenha em conta a presença física da empresa no território nacional. Atua em campos de petróleo em Urucu-Solimões, na costa do Ceará, em províncias petrolíferas terrestres e marítimas localizadas nos estados do Rio Grande do Norte, Sergipe, Bahia e Espírito Santo, assim como nas bacias de Campos e de Santos, no litoral dos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, respectivamente. Produz ainda óleo de xisto, na unidade industrial de São Mateus, no Paraná. No tocante à refinação de petróleo, a Petrobrás opera hoje 10 refinarias e uma fábrica de asfalto, que totalizam uma capacidade instalada de processamento de 1,5 milhão de barris por dia. A movimentação de petróleo e derivados é levada a efeito em 9 terminais, situados ao longo da costa brasileira. A empresa dispõe de uma rede de gasodutos e oleodutos com 10.600 km de linhas, enquanto que o parque de tanques pode armazenar 56 milhões de barris. A frota de

petroleiros da Petrobrás é composta por 73 navios transportadores, totalizando mais de 5 milhões de toneladas de capacidade de transporte. Finalmente, para verticalizar e diversificar sua atuação, a empresa conta com 4 subsidiárias: Petrobrás Distribuidora (BR), Braspetro, Petroquisa e Petrofértil.

O programa de investimentos da Petrobrás para o período 1991-1995 (revisto) envolve os seguintes itens globais:

a) objetivando a manutenção em níveis adequados da relação reserva/produção e a ênfase em projetos de apropriação de volumes, a atividade de exploração deverá gastar, no período 1993/95, US\$ 2 bilhões;

b) perseguindo a meta de aumento da produção de petróleo em 1996/97 para 1 milhão de b/d e de 38 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural, os projetos consignados na atividade de desenvolvimento da produção para o período estão orçados em US\$ 5.860 milhões;

c) objetivando a ampliação e adequação do parque de refino ao perfil da demanda e processamento integral do óleo nacional, com metas de aumento da produção de GLP, gasolina e diesel, programas de melhoria de qualidade dos derivados e programas de redução de custos: automação e melhorias operacionais nas refinarias, os projetos integrantes da atividade de refinação, no período, representarão investimentos de US\$ 1.720 milhões;

d) destacando programas de redução dos custos de transferência dos derivados, programas para escoamento da produção de petróleo nacional e programas para melhoria do abastecimento de GLP, as atividades da área terminais e dutos contemplam recursos da ordem de US\$ 1 bilhão. Deve-se acrescentar o gasoduto Bolívia-Brasil, orçado (parte brasileira) em US\$ 1.420 milhões, cujo financiamento e aporte de capitais privados são motivos de discussão atual;

e) objetivando a garantia de nível mínimo de frota própria, a atividade de transporte marítimo consigna a construção de 15 navios tanques, totalizando US\$ 770 milhões.

Observe-se que esta gama imensa de investimentos **chancela**, fundamentalmente, a estrutura de consumo final do país nos anos oitenta. A importância do transporte rodoviário na economia nacional e a falta de energéticos alternativos economicamente viáveis continuarão a aprofundar o processo de "dieselização". Doutra parte, o consumo crescente de óleo diesel gerará excedentes muito elevados de gasolina, que poderão se defrontar com uma possível renovação do Proálcool. A futura entrada do **gás natural** poderá permitir um melhor equacionamento do equilíbrio oferta x demanda dos derivados através de alterações na estrutura de refino, assim como atenuar o déficit de GLP. Todavia, a entrada do gás natural exigirá uma definição prévia das prioridades de substituição. Exigirá também um reequacionamento da estrutura de refino, posto que os excedentes de óleo combustível, substituído intensamente na indústria, tenderão a crescer. A complexidade e o emaranhado de interesses subjacentes ao setor petróleo e gás natural fazem prever **importantes dificuldades para a otimização** do planejamento e operação de suas atividades.

### 2.1.2. Gás natural

A entrada do gás natural importado encontra-se na ordem do dia das discussões sobre serviços de infra-estrutura de energia. Não é demasiado, portanto, alinhar algumas informações básicas que possibilitarão subsidiar propostas de políticas.

**Quais as qualificações do gás natural como energético?** O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves e gases inertes com predominância de metano em cerca de 80%. É encontrado em fase gasosa ou em solução com o petróleo em reservatórios naturais subterrâneos. Após extraído, é separado de frações condensáveis

(como o GLP) em Unidades de Processamento de Gás Natural, restando um gás seco e extremamente leve em relação ao ar atmosférico, de ótima qualidade como energético.

Tem combustão limpa, não polui, é eficiente e de fácil controle. Ou seja, seus gases de combustão têm baixos níveis de poluição; o teor de enxofre é muito baixo; maior eficiência é obtida pela maior flexibilidade de regulação e controle dos equipamentos. Consideradas as variáveis controle da temperatura, combustão, limpeza e qualidade dos produtos da queima, o gás natural representa uma solução para substituição dos combustíveis derivados de petróleo. Tem ampla aplicação na indústria, sendo usado em aquecimento de caldeiras, fornos, estufas e nas ferramentas de corte e acabamento (Rodrigues & Chagas, 1992:24-29).

É fundamental como alternativa técnica e econômica ao óleo diesel automotivo, posto que esse produto comanda o perfil do refino e, em consequência, a importação de petróleo do País. A dieselização dos anos recentes estende-se a frotas de ônibus urbanos e interurbanos, frotas cativas de serviços públicos e veículos de transporte de cargas. Na indústria química, conhece vários usos como matéria-prima: substitutiva de vários derivados líquidos de petróleo, principalmente a nafta; em processos de redução na siderurgia; como hidrocarbonetos dele retirados (etano, etc.) na indústria petroquímica básica.

Argumentam Rodrigues & Chagas que "a nova ordem produtiva persegue uma produção de bens e serviços a baixo custo, limpa, eficiente e de qualidade. Como insumo básico, o gás natural reforça esse modo de produzir, uma vez que é um substituto versátil com custos relativamente baixos, para várias outras formas de energia e de utilização de tecnologia. A distribuição geográfica das reservas mundiais e a abundância do gás natural reduzem a possibilidade de formação de monopólios, quando comparadas as do petróleo e de outras formações energéticas. E o mais importante: sua queima não polui o meio ambiente".

**Qual a importância deste energético na matriz energética mundial e no Brasil?** O gás natural participa em cerca de 20% na matriz energética mundial, prevendo-se um leve e contínuo crescimento para o ano 2000, quando alcançaria 23%. Há países como a Argentina onde sua presença é próxima de 40%, com uma comercialização de quase 80% da produção bruta. Em contraste, a participação do energético na matriz brasileira é de apenas 2,3%, com um consumo de 64% da produção bruta (uso da Petrobrás e vendas à indústria e empresas de distribuição do produto) (Guedes & Marcusso, 1992:11).

As reservas mundiais ascenderam de 72,2 para 131,7 trilhões de m<sup>3</sup> de 1980 a 1990, de acordo com a Tabela 1. O crescimento acelerado das reservas de gás natural resultou da intensificação da exploração de petróleo em várias partes do mundo.

TABELA 1  
RESERVAS DE GÁS NATURAL NO MUNDO  
1980 e 1990

(Trilhões m<sup>3</sup>)

REGIÃO	1980
1990	
América do Norte	8,0
7,5	
América Latina	4,3
7,5	
Europa Ocidental	3,9
5,7	
Europa Oriental/ex-URSS	26,3
53,4	
África	6,1
8,6	
Oriente Médio	18,1
37,8	
Ásia e Oceânia	4,9
11,2	

TOTAL

72, 2

131, 7

-----  
 -----  
 Fonte: CEDIGAZ (1991) *Natural Gas in the World*. Extraído de Rodrigues & Chagas (1992: 26).

**Qual o tamanho das reservas brasileiras? Sua disponibilidade?** As reservas brasileiras quadruplicaram nos últimos vinte anos, situando-se em torno de 123,8 bilhões de m<sup>3</sup>, incluindo as reservas dos campos descobertos pela Petrobrás em Urucu e Juruá, no Amazonas. A produção nacional média diária de gás natural foi da ordem de 18,12 milhões de m<sup>3</sup> em 1991, com um aproveitamento médio de 82,7%. Ponto a destacar é que a produção brasileira cresceu mais de 180% na década de oitenta.

**Cumprer ressaltar:** enquanto que as reservas de gás natural correspondem a cerca de 43% das reservas de hidrocarbonetos em muitos países, a percentagem brasileira desce a 20%. Doutra parte, 60% das reservas atuais do País encontra-se sob a forma de gás associado ao óleo, trazendo dificuldades para o controle sobre a sua utilização. Enfim, a parcela de gás associado, da ordem de 40% das reservas, constitui parcela pouco significativa, principalmente nos casos de localizações distantes dos maiores centros de consumo.

Estudos prospectivos projetam números animadores para o ano 2000. Considerando os sistemas existentes, em fase de implantação e dependentes de recursos/tecnologia, o nível da produção brasileira poderá chegar a 33 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com uma oferta interna bruta de cerca de 26 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Se o volume de investimentos nos programas exploratórios for ainda mais elevado, aqueles estudos chegam a projetar um nível de produção nacional de 66 milhões de m<sup>3</sup>/dia com a correspondente oferta interna bruta de 56 milhões de m<sup>3</sup>/dia (Guedes & Marcusso, 1992:11).

Conforme bem acentuou a "Comissão para Viabilização do Aproveitamento do Gás Natural", constituída ao ensejo do reexame da matriz energética nacional de novembro de 1991, a oferta

nacional de gás natural prevista até o ano 2000 é **insuficiente** para atender a demanda do país. Postulou a citada Comissão uma política de investimentos para a Petrobrás, voltada para novas descobertas de gás natural, bem como promover importação desse energético, principalmente para as regiões sul e sudeste do País, de modo que a sua participação na matriz de oferta evolua de 2,3 para 9,8% no ano 2000.

**Qual o tamanho das reservas da Bolívia? Sua disponibilidade? Como evoluíram as tratativas para a importação do produto pelo Brasil?** A Bolívia acumula reservas de gás natural da ordem de 118 bilhões de m<sup>3</sup> e já detém capacidade de produção de 17 milhões de m<sup>3</sup>/dia. As leis bolivianas sobre hidrocarburentes vem facultando, desde 1973, o investimento privado *dowstream*. As mudanças legislativas de 1990 determinaram que a exploração das reservas (estatais) poderiam se dar não apenas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), mas também sob contratos de risco firmados com companhias petrolíferas privadas. Dentro do mesmo espírito, o transporte, a comercialização e a industrialização do produto puderam passar a ser executados por YPFB ou companhias mistas ou privadas.

Para a Bolívia, a exportação de gás natural em maior escala vem sendo interpretada como forma positiva de consolidação do papel desse energético em sua economia, possibilitando adicionalmente a atração de investimentos diretos de empresas petrolíferas e um saldo elevado de divisas. Estas vantagens já são, aliás, conhecidas e diagnosticadas da experiência - bem-sucedida e com interrupção mínima - de exportação do produto à Argentina ao longo de vinte anos.

A história das tratativas entre Brasil e Bolívia relativas ao gás natural remonta a 1938. Todavia, o processo de negociações avançou efetivamente a partir do Acordo de Cochabamba. De consonância com o compromisso de agosto de 1987, estava prevista a compra de 6,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural para atender São Paulo, Mato Grosso do Sul e o Triângulo e Sul de Minas.

As propostas originais e os resultados dos estudos de viabilidade integrantes do projeto binacional envolviam também o aproveitamento mineral de Metúm - Departamento de Santa Cruz - para fins siderúrgicos, e a produção de fertilizantes, compreendendo inversões da ordem de US\$ 2 bilhões. A construção de um gasoduto de Santa Cruz de la Sierra até a fronteira significaria, por si só, demandas de serviços de engenharia de desenho, construção e montagem, além da tubulação metálica cujo atendimento poderia se dar por consórcios de empresas bolivianas-brasileiras. A participação de outros países circunvizinhos na ampliação do mercado de produtos, em cooperação financeira ou na prestação de auxílios específicos, era pensada. De outra parte, o Banco Mundial já manifestava acolhida favorável ao projeto.

Os termos da Carta de Intenções entre YPFB-Petrobrás, de novembro de 1991, acordaram apenas metas relativas ao gás natural: importação inicial ao nível de 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que evoluirá para 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia a partir de 2002, estendendo-se o futuro contrato pelo prazo de vinte anos. Em 17 de agosto de 1992, as chancelarias editaram um "contrato preliminar de compra e venda" e um "acordo de alcance parcial de promoção do comércio nos marcos da Aladi". Os termos do contrato preliminar assentam as bases do contrato definitivo, cuja data de assinatura se verificou em 17 de fevereiro de 1993. Acordam ali que o ponto de entrega do produto será Rio Grande ou Puerto Suarez na Bolívia, a um preço inicial de US\$ 0,9/MM BTU se o ponto de entrega for Rio Grande. O investimento total do sistema de gasodutos está orçado em US\$ 1,89 bilhão, cabendo US\$ 1,42 bilhão ao Brasil e US\$ 470 milhões à Bolívia. A Petrobrás assumiu a responsabilidade de encontrar mercado e distribuidores do produto no Brasil ao longo dos seis meses que antecederam ao contrato definitivo. À estatal brasileira são oferecidas várias oportunidades de co-participação: uso dos gasodutos bolivianos; participação na comercialização de derivados de petróleo; produção pela Braspetro de petróleo e gás na Bolívia, endereçados ao Brasil; direitos de livre trânsito para o gás natural da Argentina e do Peru pelos

duto bolivianos rumo ao Brasil, em futuros contratos de exportação, cumpridas as quotas de exportação com a Bolívia.

O sistema de gasodutos planejado envolverá a saída do produto dos campos de San Alberto e San Antônio rumo a Puerto Suarez; de Campo Grande até Campinas; do Rio de Janeiro a Belo Horizonte; de Campinas até Porto Alegre.

O "Acordo de Alcance Parcial" garante, em seus termos, a comercialização, exportação e transporte de gás natural sem restrições alfandegárias, de parte da Bolívia; o livre trânsito de gás de outros países, de parte da Bolívia; a importação sem restrições, de parte do Brasil; o pagamento do produto em divisas de livre disponibilidade - e não os mecanismos da Aladi -, de parte do Brasil.

**Qual o tamanho das reservas da Argentina? Sua disponibilidade? Que tratativas já se estabeleceram?** A Argentina acena com reservas provadas de gás natural da ordem de 580 bilhões de m<sup>3</sup> e uma capacidade de produção de 65 milhões de m<sup>3</sup>/dia, além de ampla experiência derivada da difusão desse energético na respectiva matriz do País, cerca de 40%. O processo de privatização do sistema de produção, transporte e distribuição de hidrocarbonetos na Argentina acelerou-se em 1992, devendo culminar com a privatização parcial da Yacimientos Petrolíferos Fiscales Argentinos em 1993. A privatização da Bacia Noroeste - que representa reservas totais de 64,5 bilhões de m<sup>3</sup> de gás e que constituirá a fonte de gás para o Brasil - também é esperada.

O Protocolo nº 8 do Mercosul (1987) fixou as bases de negociação do gás natural argentino para o Brasil, garantindo um fornecimento mínimo diário de 2,2 milhões de m<sup>3</sup>. Estudos de viabilidade de mercado efetuados no Rio Grande do Sul identificaram a possibilidade de absorção total das quotas acordadas. As principais destinações seriam a cogeração de vapor e eletricidade em indústrias consumidoras de óleo combustível, lenha e carvão; as usinas termoelétricas de Alegrete e a nova

usina termoelétrica de Porto Alegre e a Jacui I. A entrega do gás poderá se verificar através de um gasoduto Argentina-Brasil ou via dutos bolivianos e as ramificações Corumbá-Campinas-Rio Grande do Sul.

**Além das importações da Bolívia e da Argentina, outras opções de fornecimento podem ser pensadas?** Observa-se, há duas décadas, um crescimento substancial da demanda de gás natural liquefeito nos mercados centrais. Analistas da Petroleum Finance Company, um grupo de consumidores com sede em Washington, estimam que nos próximos 15 anos serão aplicados quase US\$ 70 bilhões em projetos que envolvem gás liquefeito (*The Economist*, jan. 1993).

A liquefação do gás permite o seu armazenamento em navios especiais e a realização de contratos de longo prazo pela melhor oferta, quebrando as limitações de fornecimento do produto em estado gasoso a mercados relativamente próximos. O gás natural liquefeito tem aumentado a margem de segurança dos países em termos da diversificação de opções energéticas. Na Europa Ocidental, o produto representa 7% do fornecimento de gás; o Japão consome dois terços do GNL mundial, que correspondem a 11% de sua demanda total de energia.

Há óbices a assinalar: o custo elevadíssimo do equipamento necessário para a liquefação, transporte, armazenamento e regasificação, orçado em bilhões de dólares para um único projeto.

As possibilidades de obtenção de GNL estão ligadas a futuras tratativas com a Argélia e Líbia.

**Em termos de critérios de análise de projetos, a construção do gasoduto Bolívia-Brasil tem sido alvo de críticas?** Com efeito, um conjunto de críticas tem sido endereçadas à legitimidade de alguns dados, aparentemente inconvincentes:

a) a prioridade dada à construção do gasoduto - um empreendimento que demanda um investimento em torno de US\$ 2 bilhões, com tempo de retorno de vinte anos - prejudicaria e contrastaria com a produção de petróleo nos campos gigantes de Marlim, Albacora e Barracuda, com investimentos ao mesmo nível de US\$ 2 bilhões, mas taxa de retorno de dois anos. Em vez dos 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia propiciados pelo gasoduto boliviano, o investimento nos campos gigantes significaria a produção de 4 milhões de m<sup>3</sup> de gás e de aproximadamente 350 mil barris de petróleo/dia, equivalentes a 56 milhões de metros cúbicos de gás/dia. O rápido retorno do investimento levantaria, inclusive, recursos para a construção da obra binacional (Souza & Siqueira, *Folha de S. Paulo*);

b) as reservas conhecidas de gás natural da Bolívia poderiam ser consideradas tímidas, não só em relação às necessidades brasileiras, mas, principalmente, em termos da economicidade do projeto. Oficialmente, as reservas recuperáveis comprovadas daquele país são da ordem de 118 bilhões de m<sup>3</sup>, podendo, conforme fontes extra-oficiais, chegar a 160 bilhões de m<sup>3</sup>, tendo em vista novas constatações em Cochabamba. A capacidade de produção boliviana é da ordem de 17 milhões de m<sup>3</sup>/dia, dos quais 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia são consumidos internamente, 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia são exportados para a Argentina e o restante tem por destinação a reinjeção na origem ou a queima. Então, o compromisso da Bolívia com o seu mercado interno e a Argentina seria, nos próximos vinte anos, no mínimo, de 58,4 bilhões de m<sup>3</sup>.

Ocorre que a viabilidade econômica do gasoduto Bolívia-Brasil, de 2.200 km, **exigiria** volumes transferidos por dia da ordem de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia, ou 153,3 bilhões de m<sup>3</sup> em vinte anos. Além disso, as condições do tratado com a Bolívia fazem presumir um preço por BEP do gás transportado ao redor de US\$ 10/dia. Como os 8 milhões de m<sup>3</sup> representam 54 mil BEP/dia, ter-se-ia um faturamento anual do empreendimento de apenas 10% do investimento de US\$ 1,9 bilhão, considerado baixo.

Esse é o cerne da argumentação oferecida pelo Prof. Dr. Rogério Cerqueira Leite, replicada pelo Secretário de Energia e Saneamento do Estado de São Paulo, Dr. José Fernando da Costa Boucinhas e treplicada pelo referido professor ao jornal *Folha de São Paulo* no presente semestre. A apresentação dos argumentos sofreu aqui pequena modificação, sem desfigurá-los, vez que foi considerada a subutilização técnica da produção boliviana de gás nos cálculos.

A propósito das críticas anteriores, a Coordenação Comercial do Grupo Executivo para Viabilização do Projeto de Gás da Bolívia-GASB ponderou ao autor deste trabalho, quanto ao ponto a), que a produção de gás da bacia de Campos, com 95% de gás associado ao petróleo, tem uma relação gás/óleo baixa, não podendo ser considerada competitiva. Em contraste, as condições comerciais pactuadas com a Bolívia são excelentes. Elas permitirão que o preço do produto venha a se situar, na divisa, ao nível de US\$ 7 por barril equivalente, atingindo US\$ 2.70 por milhão de BTU nos *city gates*, com uma remuneração de 12% a.a. Isto significará um preço inferior ao europeu e em nível competitivo com o norte-americano. Quanto ao ponto b), foi atestada a suficiência do futuro fornecimento, quer se considere as reservas bolivianas, quer se atente para o fato de a Argentina haver anunciado recentemente ao governo Boliviano o seu desinteresse pela renovação do contrato de exportação de gás.

**As responsabilidades e o âmbito de atuação dos atores institucionais relacionados com o processo de expansão do gás natural têm motivado controvérsias?** A resposta é sim, em particular após a promulgação da Constituição de 1988. Os atores são a Petrobrás e as distribuidoras estaduais de gás; o entendimento sobre a visão particular de cada lado nem sempre está muito claro nos documentos levados a público.

As divergências interpretativas giram em torno do **artigo 25, parágrafo segundo, da Constituição Federal**, o qual estabelece: "cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão à

empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de gás canalizado".

Esposa a **Petrobrás** uma interpretação restritiva, defendendo a reserva aos Estados do direito à distribuição, por meio de sistema de gás canalizado. Entende que a abrangência dada ao texto legal pelos Estados feriria o monopólio estatal, em especial o relacionado ao transporte, não estando as empresas distribuidoras impedidas de realizar fornecimento às indústrias (Guedes & Marcusso, 1992:17). O documento "A importância do gás natural para o Brasil" da ABEGÁS, distribuído no III Congresso Brasileiro do Gás, realizado em São Paulo, em setembro de 1992, coloca a posição da Petrobrás de forma diversa: "Entende a Petrobrás (...) que o texto constitucional só atribuiu aos Estados o poder de concessão para a distribuição ao segmento residencial". Por sua vez, alguns estados consagraram nas respectivas constituições um posicionamento a favor de que sejam compreendidos por distribuição todos os fornecimentos em seus territórios, cabendo sua execução, por conseguinte, às distribuidoras estaduais.

A argumentação das **distribuidoras estaduais** retrocede à Portaria MME 1.061/86, editada pelo Ministério das Minas e Energia. Em seu art. 5º, estabelece essa que as empresas distribuidoras existentes ou que venham a formar-se deverão abastecer a todos os segmentos de mercado - residencial, comercial e industrial. De forma cautelosa, consagra o art. 6º que os consumidores industriais, ao longo dos gasodutos, poderão ser abastecidos diretamente pela Petrobrás enquanto as empresas distribuidoras não se habilitarem ao atendimento.

Estaria a Petrobrás, portanto, desrespeitando a Constituição nos Estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia, Sergipe, Pernambuco, Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará, posto que neles ela continua a prestar atendimento exclusivo a indústrias de grande porte, não obstante a presença de empresas estaduais

locais e a vontade manifestada pelos Estados de negociarem a transferência dessas redes para as concessionárias estaduais.

A concessão para distribuição a todos os segmentos de mercado é defendida ainda com um argumento técnico-econômico e social: a distribuição às residências e às pequenas e médias empresas industriais ou comerciais, torna-se econômica somente quando associada a sistemas canalizados comuns que atendam às grandes cidades e aos demais consumidores.

As associações recentes entre a subsidiária BR Distribuidora e as companhias estaduais de distribuição de gás canalizado tendem a amainar as divergências interpretativas, embora o assunto não esteja encerrado.

**Sabendo-se que o gás natural, por suas qualidades intrínsecas, não detém qualquer mercado cativo, poderã competir em preços com os derivados de petróleo no Brasil? Como estão encaminhadas as gestões, neste particular?** A Comissão do Gás Natural acentuou a necessidade do reestudo da política de preços dos energéticos, que busque sanar distorções, assim como reequacionar os preços do gás natural utilizado como matéria-prima. Por exemplo, a substituição do óleo diesel por gás natural veicular, cuja importância para o meio ambiente é cada vez mais destacada em todo o mundo, não conseguirá ter o seu ritmo mais acelerado no País enquanto não forem praticados preços mais realistas para o óleo diesel. Pesadamente subsidiado continua a ser também o GLP, tornando impraticável a implantação de sistemas de distribuição de gás canalizado; contudo, a estocagem de bujões em locais densamente povoados já tem dado demonstrativos lamentáveis do perigo que representa.

A questão do preço do gás natural quando utilizado como matéria-prima petroquímica ou na indústria de fertilizantes, diz respeito ao ônus diretamente arcado pela Petrobrás com os respectivos subsídios. Na avaliação da empresa, a estrutura de preços diferenciados do gás natural "faz com que o preço médio

obtido pela Petrobrás (...) se situe em torno de 70% do preço do gás vendido como combustível em vendas diretas a consumidores" (Guedes & Marcusso, 1992).

Ora, as tratativas internas entre a Petrobrás e as distribuidoras de gás com vistas a contratos de recompra de gás importado têm se desenvolvido com atritos desde agosto de 1992, derivados dos conflitos interpretativos anteriormente mencionados. As empresas distribuidoras de gás canalizado, congregadas na ABEGÁS, queixaram-se das dificuldades de fechar contratos de compra de gás sob o regime *take or pay* sem que houvesse a definição prévia de uma política de preços de combustíveis que viabilizasse o produto. A proposta cedo ventilada de um preço de US\$ 2,50 por milhão de BTU nos *city gates*, sem salvaguardas, foi considerada ruim, dadas as dificuldades de competição com o óleo combustível. No início de dezembro, as distribuidoras alegavam que a esse custo o gás chegaria aos consumidores finais a US\$ 3,50 por milhão de BTU; o preço competitivo no mercado nacional era avaliado ao nível máximo de US\$ 2,20 por milhão de BTU nos *city gates*.

Desde então, sucessivos adiamentos tem sofrido um protocolo de entendimento, a partir do qual serão efetivados os contratos individuais de fornecimento com os seis estados que receberão o gás boliviano sob o regime *take or play* (São Paulo, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul). O protocolo estabelecerá que o preço do gás natural será o mesmo em todos os *city gates* - onde as distribuidoras recebem o gás da empresa responsável pelo seu transporte -, item sobre o qual o Estado de São Paulo já manifestou grande oposição.

Permanecem também em debate várias sistemáticas para a fixação do preço do gás. Os Estados advogam uma vinculação a 90% do valor de uma cesta dos principais óleos consumidos pelas indústrias brasileiras - os óleos combustíveis de alto teor de enxofre 1-A, 2-A e 3-A, devendo resultar na entrega nos *city gates* dos estados a um preço de US\$ 1,95 por milhão de BTU. Para

a Petrobrás, a somatória do preço na boca do poço mais os custos de transporte não será menos de US\$ 2,50 a US\$ 3,00 por milhão de BTU.

Em relação às garantias de suprimento em regime *take or pay*, os estados solicitam o primeiro ano de suprimento livre da obrigatoriedade de consumo *take or play*, passando para 50% do volume total no segundo ano do contrato e a partir do terceiro subindo para um índice de 85%. A Petrobrás diz que as condições do contrato com a Bolívia são diversas: primeiro ano livre do consumo total, passando para 75% no segundo ano do contrato e estabilizando-se em 95% do volume total contratado a partir do terceiro ano.

## 2.2. Tendências Internacionais

Os anos áureos de crescimento capitalista do pós-guerra foram acompanhados de oferta abundante de energia elétrica a preços cadentes. Taxas elevadas de consumo e condições propícias de financiamento deram curso à expansão dos sistemas elétricos, que se beneficiaram de sucessivas inovações tecnológicas rebaixadoras de custos e da redução da capacidade instalada por kWh gerado por conta das interconexões dos sistemas isolados (Araújo & Oliveira, 1991).

Quando da precipitação da crise mundial pelo primeiro choque do petróleo, investimentos de expansão da capacidade do setor elétrico ainda estavam maturando nos países centrais, sendo seguidos inclusive por novas ondas expansivas no pós-73. A lentidão no ajuste do planejamento do setor elétrico ao novo quadro fez com que se lhe fossem erguendo desafios ponderáveis, que se acentuam nos anos oitenta: o grau elevado de capacidade ociosa; o crescimento do custo da dívida dos investimentos passados, que não é suficientemente contrarrestado pela diminuição de preços dos combustíveis fósseis; o fracasso da energia nuclear como tecnologia redutora de custos e veículo de novas economias de escala; a incorporação, em âmbitos

progressivamente maiores, da questão ambiental na política energética; o estabelecimento de uma gama de incentivos à conservação de energia, em resposta à elevação das tarifas de eletricidade.

Limitações importantes das concessionárias de energia elétrica ficaram muito evidenciadas: a) erros freqüentes de previsão da demanda, que conduziram à capacidade ociosa e ao agravamento da crise financeira do setor; b) a lenta satisfação aos anseios da população no que concerne ao meio ambiente; c) a avaliação conservadora do potencial das novas tecnologias de pequeno porte; d) o processo acomodatório ao quadro jurídico-institucional vigente.

A acentuação dos custos dos serviços elétricos alimentou uma agenda de **reestruturação do quadro jurídico-institucional**, que **buscou, fundamentalmente, sanar as falhas do sistema de regulação pública**. Os países industriais procuravam reduzir o poder de monopólio das concessionárias, independentemente da propriedade, pública ou privada. A possibilidade de maior participação de produtores independentes introduziu um aumento da competição na periferia do sistema, não tirando, contudo, o princípio básico de **cooperação** do setor elétrico.

O exemplo inglês caracterizou-se pela radicalidade do processo, o que não significou a total retirada do estado do setor elétrico. Foram criadas empresas geradoras independentes e empresas distribuidoras, com uma única empresa de transmissão interposta entre elas. É facultado às geradoras vender a energia para qualquer área; as distribuidoras podem livremente contratar fornecimento para áreas alheias, mediante pagamento do uso da rede. Ao Estado ficou a geração nuclear e, principalmente, a responsabilidade de fiscalizar continuamente a transmissão, sob severa regulamentação.

O aprimoramento do aparato regulatório dos serviços industriais de utilidade pública estende-se aos Estados Unidos,

Portugal, Holanda, assim como à Comunidade Européia como um todo. Um estudo da Commission of the European Communities conclui que "nesses processos está se tornando claro que, enquanto o estado nacional preserva um papel estratégico forte no sistema elétrico, a unidade mais apropriada para muitas tomadas de decisão não mais corresponde às fronteiras nacionais. Esforços estão sendo conduzidos, por um lado, para institucionalizar o planejamento e o comércio de âmbito nacional; de outro, tecnologias tornam possível a operação de sistemas de menor escala. Países pequenos, como a Holanda e a Bélgica, continuam a concentrar a sua indústria de forma horizontal, enquanto alguns maiores reduzem a concentração (Grã-Bretanha). Na Europa, há um movimento forte em direção à desverticalização, enquanto nos Estados Unidos não se verifica; todavia, a desregulamentação nos EUA poderá contribuir para alguma concentração horizontal" (Oliveira, 1991:26).

Cumpra também destacar como tendências internacionais, sinteticamente:

- Aumento da oferta de petróleo, com quedas acentuadas dos preços em relação aos vigentes na década anterior. Cabe alertar, entretanto, que há polêmica quanto às possibilidades de manutenção do atual quadro de petróleo relativamente barato.

- Aumento das reservas mundiais e da oferta de gás natural.

- Imposição, por parte de organismos multilaterais, de condicionalidades crescentes, associadas a questões ambientais, para a aprovação de financiamento de projetos de geração de energia.

### 3. PROPOSIÇÕES DE POLÍTICA

Constitui este o capítulo central do presente estudo, decorrendo o elenco de proposições aqui enunciadas das conclusões assinaladas no diagnóstico anterior. No esforço de sua elaboração, procurou-se dosar colocações de âmbito geral sobre questões centrais dos serviços infra-estruturais de energia e as demandas mais específicas do Estudo da Competitividade. Como se esclareceu na Introdução, as condições objetivas da economia brasileira não dão margem a ilusões, sendo exigido um criterioso levantamento de prioridades.

A elaboração de um trabalho revestido de caráter propositivo encontra muitos obstáculos no momento atual. As dificuldades para o equacionamento dos parâmetros macroeconômicos parecem tornar essa tarefa interminável ou inexecutável. Por outro lado, o equacionamento só se afigura viável num contexto de retomada do desenvolvimento de forma organizada. As premências do curto prazo têm a sua legitimidade, mas não há como escapar da formulação de estratégias que estejam fundadas em uma visão global e ordenadora dos vários aspectos do objeto estudado.

#### 3.1. Proposições ao Nível da Intervenção Pública mais Geral

##### **Atualizar e detalhar prioridades da política energética nacional**

Em um quadro de graves restrições macroeconômicas, a primeira proposição atenta para a necessidade de subsidiar ações imediatas de desbloqueio de gargalos e ações de médio prazo de expansão dos sistemas energéticos.

Trata-se de reengajar os órgãos federais ligados à questão energética, os governos estaduais, as comissões legislativas pertinentes, as entidades privadas ligadas ao tema, os principais setores produtivos e consumidores de energia, a representação da

sociedade, em um esforço conjunto, de propósitos claros e bem delimitados. Nesse sentido, canais efetivos devem ser abertos à participação desses agentes no processo de planejamento energético integrado, para que respondam conjuntamente por suas decisões.

Em termos de **ações específicas**, cumpre apontar:

a) **Reconhecimento amplo da função integradora da Secretaria Nacional de Energia:** urge elaborar intelectualmente e explicitar normativamente diretrizes globais e setoriais, que permitam: i) em um primeiro momento, estancar o processo de deterioração institucional-organizacional dos sistemas e as deficiências maiores de prestação de serviços aos usuários de energia e ii) em um segundo momento, modernizar competitivamente os serviços de infra-estrutura de energia. Posto que são bem reconhecidos alguns aspectos positivos da experiência passada no âmbito federal; posto que muitos são os exemplos bem-sucedidos, levados a efeito em níveis descentralizados (Secretarias, Comissões e Agências Estaduais de Energia), não se trata de partir da estaca zero.

b) **Restabelecimento de um órgão colegiado assemelhado à Comissão Nacional de Energia:** o tratamento emergencial e de médio prazo dos problemas relativos aos serviços infra-estruturais de energia exigirão a fixação e implantação de ações conjugadas interministeriais. A atuação de um órgão colegiado interministerial poderá contribuir para a compatibilização e adequação dessas ações conjugadas em energia ao que exista efetivamente em termos de política industrial, tecnológica, regional, de transportes e comunicações, e de meio ambiente. As ações serão subsidiadas, em um primeiro momento, pelo trabalho integrador da Secretaria Nacional de Energia, mas os resultados finais dependerão de um complexo jogo de forças políticas.

c) **Estímulo à integração dos trabalhos da Comissão Nacional de Energia e das Comissões Legislativas Mista de Orçamento e de Minas e Energia:** a viabilidade de blocos de investimento em

infra-estrutura estará subordinada à solução do seu financiamento, mormente de sua parte pública. Propostas no sentido de futuras vinculações de recursos orçamentários poderão sensibilizar os congressistas, desde que atreladas a programas de investimentos consistentemente formulados. Enriquecer o debate legislativo sobre os serviços infra-estruturais de energia com os trabalhos da Comissão Nacional de Energia poderá contribuir para a defesa do financiamento público dos citados investimentos. Poderá permitir também uma menor pulverização de recursos no orçamento federal em infra-estrutura de energia.

d) **Estímulo ao estabelecimento de mecanismos descentralizadores de decisões:** a volta da prática do planejamento energético estratégico integrado não deve descambar simplesmente no excessivo centralismo decisório e na pletora de leis. Em particular, o estímulo à destinação de recursos privados a projetos de sustentação e expansão dos sistemas energéticos exigirá que muitas diretrizes federais tenham imediata expressão estadual ou municipal.

#### **Acelerar a reestruturação institucional dos sistemas energéticos, em particular o setor elétrico**

O diagnóstico concluiu que a lentidão das mudanças é compreensível, sem dúvida, quando são lembradas as complexidades inerentes ao setor elétrico. Preocupante, contudo, quando a agilidade é solicitada para a articulação de um pacote de investimentos infra-estruturais.

As principais propostas de reformulação do setor elétrico brasileiro foram consubstanciadas, após longo debate legislativo, pelo Senador Teotônio Vilela Filho no Projeto de Lei 117/92. Em paralelo, o Deputado Marcelo Barbieri apresentou o PL 3057/92, com pequenas variações. No mesmo sentido, o Deputado José Carlos Aleluia encaminhou, em junho de 1993, um projeto de lei setorial sobre geração e transmissão. Entretanto, o debate no Legislativo dos referidos projetos encontra-se fortemente subordinado à

tramitação final do projeto de lei relativo às concessões de serviços de utilidade pública. Neste particular, o projeto de lei do Senado, nº 179, de 1990, de autoria do Senador Fernando Henrique Cardoso, que "dispõe sobre o regime de prestação de serviços públicos pela iniciativa privada, previsto no art. 175 da Constituição, e regula a concessão de obra pública". O substitutivo da Câmara, nº 202/91, apresentado pelo Deputado José Carlos Aleluia, introduziu radical modificação ao projeto inicial. Retornando ao Senado, recebeu por força regimental, em parecer de plenário (com relatório) do Senador José Fogaça, algumas inclusões e supressões relativas a reajustes tarifário e disposições transitórias.

O referido diploma é um projeto de lei amplo, cujo alcance extrapola a aplicação exclusiva aos serviços públicos de eletricidade. Deverá merecer, portanto, após sanção presidencial, uma regulamentação setorial específica. É recomendável que a futura regulamentação não descure, caso mantidos os termos do projeto de lei, de alguns pontos estratégicos: 1) a outorga da concessão de serviços públicos de energia elétrica mediante licitação, conforme determina o artigo constitucional nº 175, incorporado sob a modalidade de concorrência, não deverá servir ao partilhamento indiscriminado do sistema, sob pena de perda de otimização do planejamento em um contexto obrigatório de reestruturação setorial, institucional e financeira; 2) a licitação de concessões vencidas e obras pela melhor oferta, se não tiver havido o estabelecimento de um preço mínimo adequado para leilão, em um momento de baixos valores patrimoniais acarretaria perdas significativas ao poder concedente; 3) será preciso organizar a transição ou convivência dos serviços pelo preço de licitação e dos serviços pelo custo; 4) a revivescência do sistema de concessões implicará na configuração de uma estrutura autônoma de regulamentação, que separe e demarque nitidamente os níveis de formulação da política setorial, de regulamentação e de execução operacional dos serviços de energia elétrica. No segundo semestre de 1993, representantes das concessionárias do setor elétrico e do Comitê de Distribuição de

Energia Elétrica (CODI) posicionaram-se contrários, em diversos fóros, ao conteúdo parcial ou total dos artigos 25, 41 e 42 do Substitutivo Aleluia, defendendo a sua supressão ou, pelo menos, a exclusão do setor elétrico dentre as modalidades de serviços públicos contemplados. Outrossim, reafirmaram a necessidade de uma legislação setorial específica.

O BNDES tem enfatizado que alguns pontos jurídicos não estabelecidos obstaculizam a maior participação privada no setor elétrico. É verdade que a figura do produtor independente para sistemas isolados (gerador privado de energia para fornecimento à concessionária local) e do autoprodutor (gerador privado para consumo próprio) foram criadas pelas Portarias MME/GM nº 25, de 12 de janeiro de 1988, e DNAEE nº 246, de 23.12.88. Entre o que resta esclarecer, estão questões sobre: desapropriações, preço da energia; garantia de suprimento, em caso de racionamento; possibilidade de a concessão constituir-se em garantia a empréstimos e financiamento; a regulamentação dos consórcios de consumidores como autoprodutores; o tratamento jurídico do transporte de energia através de redes públicas; a figura legal do produtor independente.

### **Criar instrumentos ágeis de financiamento da infra-estrutura de energia**

Um elenco dos desafios financeiros que se colocam ao setor elétrico foi apresentado no diagnóstico: a) superação do caos financeiro, representado pelo elevadíssimo endividamento intragoverno; b) equacionamento de mecanismos de financiamento de longo prazo para o término dos projetos hidrelétricos e termelétricos inconclusos e para a expansão do sistema; c) equacionamento das contrapartidas em moeda nacional do financiamento externo; d) viabilização de alguns mecanismos imediatos, mesmo sem a reestruturação institucional global, para acelerar o aporte de capitais privados ao setor; e) realização de entendimentos com a indústria de equipamentos, instalações e materiais elétricos, no sentido de montar conjuntamente pacotes

de investimentos para os bens fornecidos; f) equacionamento de financiamento para investimentos em conservação de energia.

Algumas das proposições seguintes farão menção a pontos acima. O tratamento especializado acerca dos mesmos foi desenvolvido na Nota Técnica "Custo de Capital, Condições de Crédito e Competitividade: Instituições Oficiais de Crédito, Financiamento de Longo Prazo e Mercado de Capitais", do Bloco de Condicionantes Macroeconômicos deste Estudo da Competitividade.

### **3.2. Proposições ao Nível da Intervenção Pública nos Setores Energéticos**

**Promover o saneamento financeiro, modernizar o arcabouço jurídico-institucional e reequacionar os mecanismos de financiamento da expansão do setor elétrico**

É no setor elétrico onde se encontram mais pronunciados os contornos da crise na infra-estrutura e serviços de energia: os problemas do suporte financeiro, das estruturas organizacionais e institucionais, das bases legais e dos parâmetros de gestão e desempenho.

a) **Promoção do saneamento financeiro do setor:** consubstanciou-se o encaminhamento concreto deste objetivo na Lei nº 8.631/93 e sua regulamentação, Dec. 774/93.

À propósito, pode-se tecer as seguintes considerações: 1) objetivando superar o caos financeiro que se estabeleceu em função das dívidas acumuladas entre as concessionárias e entre estas e o Tesouro Nacional, verifica-se que a Lei procede à eliminação de passivos do setor (*write off* das dívidas); 2) a questão-chave é a presença implícita nas decisões da lei do aumento de tarifas, fato que dependerá também dos Estados, visto que foi consagrada a regionalização tarifária. No presente momento, as decisões não são nada fáceis, posto que, se de um

lado, as tarifas encontram-se distantes dos valores colimados entre US\$ 55 a US\$ 67/MWh, por outro, aumentos abruptos de tarifas originarão críticas dos consumidores em geral e dos grandes consumidores em particular, com impactos sobre a competitividade, particularmente no Sul, onde a energia de Itaipu é mais cara. Não obstante, a tendência será de acréscimo de tarifa real. O aumento de tarifa deverá seguir, portanto, um cronograma que possibilite mudanças na área industrial. Em tal contexto de "transição" tarifária, o Grupo Eletrobrás poderá enfrentar dificuldades, tendo em vista a inevitabilidade, por pressão estadual, de tarifas de suprimento das empresas geradoras federais baixas e de financiamentos emergenciais de parcelas das compras de energia. Quanto aos grandes consumidores, o Art. 1º, par. 4º da Lei 8.631 faculta-lhes se valer, no futuro, das "alterações compensatórias".

b) **Recuperação das concessionárias regionais e estaduais:** atacar, em primeiro lugar, os desperdícios de energia em algumas concessionárias e as perdas em decorrência de ineficiências operacionais e administrativas (ex: subdimensionamento de equipamentos; práticas de ligações clandestinas pouco coibidas). Cumpre recompor os sistemas de transmissão e distribuição a níveis de confiabilidade. Neste particular, o BNDES privilegia exclusivamente os financiamentos de reorganização empresarial. Programas de melhoria de desempenho, qualidade e produtividade carecem de ser implementados dentro do sistema energético, devendo ser estendidos a cadeia de fornecedores a montante do processo. A criação de conselhos de consumidores poderá se tornar um elemento de democratização das decisões sobre investimentos e tarifas. A modernização das técnicas de gestão das concessionárias avançará de modo significativo com a adoção generalizada dos contratos de gestão. Desta forma, é fundamental uma nova atitude construtiva dos acionistas-governo, no nível federal e estadual, e uma mudança nas atitudes corporativas defensivas.

c) **Retomada de obras inconclusas no setor:** cerca de dezessete frentes de obras de geração arrastam-se em ritmo vagaroso, representando o seu adiamento anual um custo financeiro da ordem de US\$ 1,2 bilhão de dólares. Os custos de conclusão de algumas usinas tornam-se absurdos: nos casos de Xingó ou Segredo, os níveis não passam de US\$ 20/MWh, mas usinas paulistas, da Cemig e de Furnas não ficarão prontas por menos de US\$ 70 a US\$ 80/Mwh; outras já superam US\$ 100/MWh. Para concluir estas obras e incorporá-las ao sistema, eventualmente depois de privatizadas, será necessário desonerar de maneira equilibrada o custo financeiro e econômico decorrente da longa paralisação. O saneamento deve restabelecer a viabilidade econômica dos projetos, contemplando, entretanto, uma taxa de retorno socialmente aceitável. Esta questão prioritária envolve decisões sobre o tipo de obras a retomar e a rediscussão de critérios norteadores: 1) escolha de obras de hidreletricidade ou energia nuclear: a retomada de obras hidrelétricas reveste-se de menor polêmica política e poderá significar um adicional de 10 GW ou 18% da capacidade atual de 57GW; doutra parte, Angra II vem sendo advogada, porque demandaria apenas US\$ 1,5 bilhão adicionais e ampliaria a capacidade instalada em 1,25 GW (o investimento realizado até aqui já absorveu US\$ 4 bilhões e o custo atual em manutenção/mês gira ao redor de US\$ 10 milhões; parecem estar gerenciados US\$ 680 milhões junto a grupos alemães); 2) escolha entre obras de geração ou de transmissão elétrica: colocam-se em alguns casos: para Brasília, Serra da Mesa ou transmissão? para o RJ, Angra II ou transmissão? 3) adoção de critérios que dêem prioridade a empreendimentos de acordo com o grau de realização físico-financeiro do projeto: apesar do número de obras inconclusas, é comum se verificar o anúncio de novas obras ou a abertura das respectivas licitações, sem o efetivo equacionamento das fontes; 4) adoção do critério de densidade por  $m^2$ : significa tomar os projetos em andamento com mais alto coeficiente  $watt/m^2$ ; 5) cuidados com a questão do alagamento das regiões cultivadas: trata-se de problema relevante, pois a desapropriação de terras envolverá, em anos vindouros, não apenas o preço do ha de terra, mas a indenização das colheitas futuras em x anos.

d) **Rigidez de critérios financeiros e novas formas de financiamento para as obras novas:** exigir o efetivo equacionamento das fontes de recursos. Implementar novas formas de financiamento: emissão de títulos vinculados aos projetos, securitização dos recebíveis, lançamento de títulos de compra antecipada de serviços, a exemplo dos Títulos a Termo de Energia (TTEs) emitidos pela CESP. Para maiores detalhes sobre novas formas de financiamento, ver a Nota Técnica supracitada em 3.1.

e) **No médio prazo, coloca-se a questão das dificuldades para a manutenção da hegemonia da hidreletricidade:** a hidreletricidade continuará a ser uma vantagem comparativa do Brasil, enquanto não se esgotarem os potenciais, contando inclusive com o concurso de uma engenharia nacional muito competente, com ramificações internacionais. Face aos problemas de financiamento, a capacidade de resposta da hidreletricidade será variável: novas obras de porte gigantesco, para prazos de 7 a 12 anos, estão praticamente descartadas; mas há as pequenas e médias usinas.

A fronteira hidrelétrica a explorar será a Amazônia, envolvendo problemas ambientais e sociais. Os especialistas estão divididos sobre a matéria. Para alguns, há graves problemas de transmissão, insuperáveis (segundo esses especialistas) na fase atual. Outros apontam amplas possibilidades no sul da Amazônia, nos afluentes da margem direita do rio Xingu. As distâncias de transmissão seriam menores do que as encontradas na África, por exemplo. Doutra parte, o desenvolvimento de linhas polifásicas traz novos horizontes. Caberá sempre, outrossim, defender projetos de alto coeficiente watt/m<sup>2</sup>. De qualquer forma, esta não é uma discussão puramente técnica e econômica, mas política: o Congresso Nacional, as comunidades locais, os Estados deverão debatê-la.

Se é verdade que o potencial hidrelétrico ainda é imenso - e advogamos as vantagens de uma matriz energética baseada predominantemente em fontes renováveis -, não se pode esquecer

que as centrais hidrelétricas serão, doravante, mais complexas e mais caras.

Um aspecto importante relaciona-se com a possibilidade de futuros financiamentos internacionais para a hidreletricidade. O Banco Mundial está acenando, para os anos noventa, com uma política de redução de empréstimos ao setor estatal de energia dos países em desenvolvimento. Mais ainda, o Banco Mundial está defendendo investimentos preferenciais em termoelétricas: são investimentos menores e de retorno mais rápido para a presença de capitais privados na área. Vai daí a crítica que a instituição faz à taxa de atualização do capital (10 a 12%) no caso da hidreletricidade.

A introdução maior de alternativas térmicas no País - via carvão importado, gás natural importado e doméstico e cogeração com bagaço de cana - merece ampla discussão pela sociedade. As aplicações de energéticos tendem a usar energéticos menos poluentes e, por outro lado, estão sendo desenvolvidas tecnologias eficientes de abate de poluição.

Há aspectos problemáticos: nossa tradição com termoeletricidade é pequena; não dispomos de *know how* para enfrentar, a curto prazo, qualquer concorrência internacional. Neste sentido, o Plano 2010 já contemplava como diretriz principal, "desenvolver um programa mínimo de usinas termelétricas a carvão na Região Sul, de modo a capacitar a indústria nacional e assegurar o aproveitamento intensivo desse recurso energético, quando da sua competitividade plena com os recursos hidrelétricos. Então, o assunto merece, isto sim, ampla discussão no âmbito do planejamento energético integrado.

**f) Aumento da participação da iniciativa privada no setor:** nas discussões e formulações de propostas do REVERSE, em 1988, várias sugestões foram levantadas com relação a privatização "na margem". Diversas modalidades podem ser acionadas, no sentido da constituição de uma estrutura setorial mista, na qual coexistam

produção estatal com produção privada nos novos investimentos. Desafios importantes de âmbito regulatório e de avaliação de desempenho tornam imprescindível a modernização dos diplomas legais existentes. Via de regra, o nível deprimido das tarifas é um impeditivo para a entrada de capitais privados no setor. Como modalidades promissoras, pode-se exemplificar: 1) autoprodutor de energia elétrica gerando para consumo próprio; 2) co-gerador de energia para consumo próprio, vedendo o excesso de sua geração para a concessionária de energia elétrica; 3) gerador independente de energia sob o regime de subcontratação ou *leasing* (BLT: Built-Lease-Transfer).

No âmbito do BNDES, estão sendo apoiadas algumas dessas ações: 1) o fomento à participação da iniciativa privada na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para uso público; 2) intensificação de programas de autoprodução e cogeração; são exemplos os desembolsos para Italmagnésio Nordeste SA (autoprodução 54 MW), Grupo Itamarati e Cinco Estrelas Agrop. e Participações (145 MW), Ind. Papel e Cel. Arapoti (Inpacel; 30 MW), Cia. de Ferro-Ligas da Bahia (Ferbasa; 50 MW); convênios de cogeração entre Eletrobrás, Copersucar e Cia Energética de Alagoas (Ceal) para o desenvolvimento da gaseificação do bagaço de cana; 3) apoio financeiro à iniciativa privada para aplicação em obras públicas sob regime de pré-venda de energia, isto é, aquisição de energia elétrica para entrega futura; constitui grande exemplo o empenho da Copel para captar US\$ 100 milhões junto a empresas privadas para concluir a usina de Segredo (1.200MW), foram compradores, sob esta modalidade, a Cimento Portland Rio Branco (416 MWh/mês) e a Impacel (8.080 MWh/mês ou 15% do consumo previsto); 4) promoção de investimentos em conservação e racionalização do uso.

Cabe destacar, entretanto, que o montante de recursos destinados pelo BNDES à área de infra-estrutura tem sido relativamente modesto (US\$ 300 milhões em 1992 e previsão de US\$ 800 milhões em 1993).

A constituição de uma estrutura setorial mista poderá também envolver a privatização de ativos. Além dos comentários anteriores acerca do projeto de lei que dispõe sobre a concessão dos serviços públicos, cumpre aqui ressaltar a necessidade da realização prévia de estudos interdisciplinares detalhados e da absoluta transparência de que se devem revestir as alienações patrimoniais, em função dos fortes interesses envolvidos e das polêmicas existentes em torno desta questão. A privatização de ativos públicos no Brasil tem se pautado pela ênfase na maximização de resultados de curto prazo e a desconsideração pelos movimentos de reestruturação produtiva setorial e ao nível de toda economia. Nestes termos, um processo açodado de partilhamento do setor elétrico pelo concurso indiscriminado da licitação poderá por a perder o caráter **cooperativo** (mais que o competitivo) que o caracteriza. A Lei 8631, liberando tarifas, apóia-se essencialmente no caráter competitivo e deverá trazer toda uma nova abordagem na administração e na ação das empresas, sem perder o caráter cooperativo. Considerações maiores, em termos de reordenamento produtivo, financeiro e fiscal da economia, onde o caráter estruturante dos serviços de energia (e transportes e telecomunicações) tem papel crucial, são **pressupostos** para a formulação adequada, com ganhos sinérgicos, de uma estruturação setorial mista. Convém lembrar ainda que a venda de ações na bolsa não poderá efetuar-se por valor muito inferior ao patrimonial, para evitar perdas graves. Pelo mesmo motivo, a venda de ativos pela melhor oferta em leilão deverá contemplar preços mínimos adequados.

**Formular políticas energéticas que permitam obviar as dificuldades futuras de otimização do planejamento e operação das atividades relacionadas com o setor petróleo e gÆs natural**

a) Recompôr, via reajustamento de tarifas, a capacidade de geração de recursos do setor petróleo;

b) Formular políticas energéticas claras e flexíveis para os combustíveis líquidos e gasosos no País;

c) Debater os conflitos interpretativos em torno da distribuição do gás natural no País;

d) Definir as prioridades de substituição de energéticos por gás natural;

### **Definir programas de conservação de energia**

A administração pelo lado da demanda constitui forma avançada de conferir maior eficiência ao setor energético. A conservação de energia, em particular, pode se estender às empresas, domicílios, transportes e órgãos públicos, onde deve ser buscada a redução de perdas nas transformações e na distribuição de energia, e nos seus usos. Os programas de conservação envolvem regulamentações e incentivos específicos do Estado, mas também significam investimentos pelo consumidor. Em certos casos, esse investimento pode ser subsidiado pelas concessionárias, com vistas a acelerar a substituição de equipamentos dos usuários.

De acordo com a coordenação do Programa de Conservação de Energia Elétrica (Procel), em dados apresentados ao VI Congresso Brasileiro de Energia no mês de outubro p.p., a conservação e o uso eficiente de energia - derivados de petróleo ou eletricidade - poderão resultar numa postergação de projetos, para o país, de US\$ 70 bilhões até o ano 2015. No setor elétrico, os investimentos necessários para um ganho de US\$ 34 bilhões seriam da ordem de US\$ 16 bilhões (US\$ 10 bilhões por parte dos consumidores e US\$ 6 bilhões pelas empresas de energia). Todavia, a geração de microineficiências pela crise econômica, aliada a baixos níveis tarifários, não permitiram grande sucesso aos programas de conservação: de 1986 a 1992, deixou-se de consumir 1.200 GWh por ano.

Nesses termos, devem ser fortalecidas as seguintes linhas de ação:

a) Explorar a correlação entre conservação de energia e aumento da competitividade na formulação de programas;

b) Estabelecer critérios de julgamento explícitos para a habilitação das empresas a programas de conservação e modernização industriais;

c) Definir linhas de financiamento para investimento em conservação;

d) Incentivar a criação de "gerências de energia" nas plantas.

### **3.3. Proposições ao Nível dos Complexos Industriais**

A recomposição tarifária afetará a competitividade dos complexos/setores industriais intensivos no uso de energia (materiais de construção, minério de ferro, siderurgia, alumínio, fundição, papel e celulose, entre outros). Estes setores deverão ter prioridade na utilização de gás natural, na implementação de programas de conservação de energia e/ou na implementação de parcerias setor público/setor privado na área de energia.

#### 4. INDICADORES

Para o monitoramento dos impactos da disponibilidade e do custo de energia sobre a competitividade da indústria, sugere-se comparações internacionais para os anos de 1980, 1985 e 1990: 1) EUA, Japão, Alemanha, Reino Unido, França, Itália; 2) Canadá, Espanha; 3) Coréia, México, Argentina.

a) Relações de Energia/PIB/População: oferta interna de energia por habitante (Gj/hab); oferta interna de energia/PIB (Mj/US\$); consumo de energia na indústria/PIB (Mj/US\$).

b) Participação das fontes no consumo final de energia (%): derivados do petróleo; eletricidade; carvão mineral; gás natural e outros (lenha, bagaço, etc.).

c) Consumo final de energia do setor/PIB do setor (tEP/US\$ 1000): Indústria Extrativa Mineral; Indústria de Transformação (não-metálicos, metalurgia, química, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, outras); Energia.

d) Consumo específico de energia em setores selecionados (tEP/t): cimento, metalurgia, ferro-gusa e aço, não-ferrosos e outras de metalurgia, ferro-ligas, papel e celulose, setor energético (produção de energia secundária).

e) Consumo de energéticos por equipamentos (geração de vapor e fluidos térmicos, fornalhas, fornos, secadores e outros) nas indústrias: derivados do petróleo (ton), eletricidade (Gcal), carvão mineral (ton), carvão vegetal (ton), lenha (m<sup>3</sup>), outros (Gcal).

f) Preços médios constantes de energia (US\$ 1990/barril eq. petróleo): eletricidade industrial, óleo combustível, coque de carvão mineral, lenha, carvão vegetal, bagaço de cana, óleo diesel, GLP, querosene.

g) Tarifas de energia elétrica: tarifa residencial (200 KWh/mês); tarifa industrial: 1MW FC=60% e 25MW FC=90%.

h) Decomposição percentual da formação bruta de capital fixo (FBCF): Investimento energia elétrica/FBCF; Inv.petróleo/FBCF; Inv.energia/Inv. empresas estatais; Inv.empresas estatais/FBCF; Inv.governo/FBCF; Inv.público/FBCF; Inv.privado/FBCF.

i) Evolução da dependência externa de energia (1000 tEP): demanda total de energia (a)=consumo final+perdas; produção energia primária (b); dependência externa (a-b=c); dependência externa (c/a).

j) Potencial (TWh/ano) e custo (US\$/MWh) das principais fontes de geração: hidreletricidade, derivados de petróleo, gás natural, nuclear, biomassa florestal, carvão.

l) Concessionárias de energia elétrica: número de consumidores ( $10^3$ )/empregado; consumo (GWh)/empregado.

m) Concessionárias do setor elétrico: fontes e usos de recursos. Fontes: geração interna de recursos, aumento do capital, contribuições de consumidores, empréstimos e financiamentos (%). Aplicações: investimentos, serviços da dívida, dividendos, outros (%).

n) Demanda média/demanda de pico (%).

o) Custos de eletricidade/custo total dos produtos (%), em setores selecionados.

As informações disponíveis referentes aos indicadores acima mencionados são apresentadas nas Tabelas 2 a 7, a seguir.

TABELA 2  
 RELAÇÕES DE ENERGIA/PIB/POPULAÇÃO  
 PAÍSES SELECIONADOS

PAÍS	OFERTA INTERNA DE ENERGIA POR HAB. GJ/HAB.			OFERTA INTERNA DE ENERGIA/ PIB MJ/US\$ (1980)			CONSUMO DE ENERGIA NA IND. / PIB MJ/US\$ (1980)		
	1970	1979	1987	1970	1979	1987	1970	1979	1987
EUA	324	355	317	32	29	23	9,0	7,3	5,2
Japão	113	133	134	17	15	12	7,7	5,8	4,0
Alemanha	163	195	186	16	15	13	4,3	3,4	2,5
Reino Unido	159	166	163	23	19	16	7,0	5,4	3,5
França	125	153	154	13	13	12	4,5	3,8	2,8
Itália	88	107	110	15	14	12	5,6	4,3	3,1
Canadá	316	394	391	41	36	30	10,3	8,8	7,5
Espanha	52	83	85	12	15	13	4,5	4,9	3,8
Coréia	25	46	65	29	27	25	8,0	10,9	9,5
México	40	56	63	21	22	26	5,6	6,1	6,5
Brasil	32	46	51	29	26	26	7,0	6,8	6,7

Fonte: World Energy Council - Report 1989 - International Energy Data.

In: MME. *Balço Energético Nacional 1992*, p. 98.

Obs.: Usado para a eletricidade 1 kWh = 860 kcal, 3,64 vezes inferior ao valor utilizado no Balço Energético Nacional. Como a eletricidade cresce muito no Brasil, no período, esta subvalorização em calorias diminui o crescimento da intensidade energética, medida em MJ/US\$ (1980).

TABELA 3  
 PARTICIPAÇÃO DAS FONTES NO CONSUMO FINAL DE ENERGIA  
 PAÍSES SELECIONADOS

(%)

PAÍS FONTES	DERIV. PETRÓLEO			ELETRICIDADE			CARV. MINERAL			GÁS NATURAL E OUTROS			OUTRAS		
	1970	1979	1987	1970	1979	1987	1970	1979	1987	1970	1979	1987	1970	1979	1987
EUA	51	54	52	10	12	16	9	6	5	27	24	21	3	4	6
Japão	65	66	60	15	18	21	17	13	14	3	3	5	0	0	0
Alemanha	58	58	52	10	13	16	19	9	9	11	18	21	2	2	2
Reino Unido	51	48	46	11	13	15	29	15	11	9	24	28	0	0	0
França	64	63	55	9	12	17	19	10	8	6	13	17	2	2	3
Itália	71	63	56	10	13	15	8	5	6	11	19	23	0	0	0
Canadá	58	54	45	13	16	22	7	4	3	16	21	24	6	5	6

## ESTUDO DA COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA

Espanha	70	78	68	12	14	18	17	6	9	1	2	5	0	0	0
Coréia	41	54	52	4	7	11	31	31	35	0	0	0	24	8	2
México	52	58	60	5	6	8	3	3	2	19	20	18	21	13	12
Brasil	37	51	45	5	9	14	2	3	6	1	1	3	55	36	32

-----  
 Fonte: MME. *Balanço Energético Nacional 1992*, p. 98.

Obs.: Em "outras fontes" estão incluídas a lenha, bagaço, lixívia, excrementos animais, carvão vegetal, etc.

TABELA 4  
 CONSUMO FINAL DE ENERGIA DO SETOR/PIB DO SETOR  
 BRASIL

(tEP/US\$ 1.000)

SETOR	1976	1980	1990
Indústria	0,517	0,564	0,761
Extrativa Mineral	0,695	0,886	0,807
Transformação	0,513	0,556	0,759
Não-Metálicos	1,591	1,456	1,478
Metalurgia	1,600	1,768	3,105
Química	0,547	0,670	0,840
Alimentos e Bebidas	1,116	1,129	1,088
Têxtil	0,247	0,234	0,341
Papel e Celulose	1,464	1,602	1,737
Outras	0,131	0,148	0,173
Energético	0,816	0,965	1,094

Fonte: MME. *Balço Energético Nacional 1992*, p. 75.

TABELA 5  
 CONSUMO ESPECÍFICO DE ENERGIA EM SETORES SELECIONADOS  
 BRASIL

(tEP/t)

DISCRIMINAÇÃO	1976	1980	1990
Cimento	0,148	0,124	0,110
Metalurgia	1,038	0,935	1,100
Ferro-gusa e Aço	0,771	0,674	0,708
Não-Ferrosos e Outras da Metalurgia	7,551	6,783	5,836
Ferro-Ligas	1,739	2,017	2,321
Papel e Celulose	0,708	0,588	0,596
Setor Energético (prod. energ. secund.)	0,050	0,063	0,089
TOTAL	0,174	0,187	0,228

Fonte: CDI, CNI, CONSIDER, FIBGE e IBS. In: MME. *Balço Energético Nacional 1992*, p. 77.

TABELA 6  
 PREÇOS MÉDIOS CONSTANTES DE ENERGIA  
 BRASIL  
 (US\$ (1991)/barril eq.petról.)

FONTES	1976	1980	1990
Elêtric. ind.	56,2	52,2	44,0
óleo combustível	9,4	21,2	13,8
Carvão vapor	4,3	6,9	5,2
Lenha reflorestamento	-	-	8,7
Carvão vegetal	17,0	22,5	9,8
Óleo diesel	43,1	54,2	26,9
GLP	59,0	38,8	18,7

Fonte: MME. *Balanço Energético Nacional 1992*, p. 79.

Obs.: Cruzeiro corrente convertido a cruzeiro de 1985 pelo IGP, convertido a dólar de 1985 pela taxa média de câmbio do ano e convertido a dólar de 1991 pelo IPC dos EUA.

TABELA 7  
 EVOLUÇÃO DA DEPENDÊNCIA EXTERNA DE ENERGIA  
 BRASIL  
 (1.000 tEP)

FLUXO	1976	1980	1990
Dem. total de energia (a)	112.851	140.364	189.603
Consumo final	103.694	127.702	168.733
Perdas	9.157	12.662	20.870
Produção de en. primário (b)	72.096	91.808	149.207
Dep. externa (c) = (a) - (b)	40.755	48.556	40.396
Dep. externa (c)/(a) - %	36,1	34,6	21,3

Fonte: MME. *Balanço Energético Nacional 1992*, p. 57.

## BIBLIOGRAFIA

- ALMEIDA, F.G. & COSTA, S.G. (1993) A Conta de Capital. *Conjuntura Econômica*, jan., p. 65-67.
- ARAÚJO, J.L. de & OLIVEIRA, A. (1991) Metodologia de Planejamento do Setor Elétrico: Questões dos Anos 90. *Análise Econômica*, 9(15):121-141.
- BANCO MUNDIAL (1992) *Relatório do Desenvolvimento Mundial*. Rio de Janeiro, FGV.
- BOUCINHAS, J.F.C. (1993) Gás Natural e Desinformação. *Folha de São Paulo*, 13/03/93, 2-2.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS (1989) *Políticas para o Setor Elétrico*. Brasília.
- CAPEL, J.C. (1990) *Reshaping the Electricity Supply Industry in England and Wales*.
- DESSUS, B. & GOLDEMBERG, J. (1992) Energia: Inventar Novas Solidariedades. In: BARRERE, M. (coord.) *Terra, Patrimônio Comum*. São Paulo, Nobel, p. 141-156.
- ELETROBRÁS (1992) *Plano Decenal de Expansão 1993-2002*. Rio de Janeiro, Eletrobrás.
- FURTADO, A. (1990) As Grandes Opções da Política Energética Brasileira: O Setor Industrial de 80 a 85. *Revista Brasileira de Energia*, I(2):77-92.
- GUEDES, A.A. & MARCUSSO, J.L. (1992) A Década do Gás Natural no Brasil. *Petro & Gás*, (41):10-17, set.
- INCE, M. (1988) Industrial Effects of UK Electricity Privatization. *Energy Policy*, aug., p. 409-413.
- LEITE, R.C.C. (1993a) O Bestialógico Energético Brasileiro. *Folha de São Paulo*, 04/02/93, 1-3.
- LEITE, R.C.C. (1993b) Gás da Bolívia e Escassez de Neurônios. *Folha de São Paulo*, 20/03/93, 2-2.
- MARTIN, J. (1992) *A Economia Mundial da Energia*, São Paulo, UNESP.
- MINFRA (1991) *Reexame da Matriz Energética Nacional*. Brasília, mimeo.
- MME (1991) *Balanco Energético Nacional 1992*. Brasília, MME.

- OLIVEIRA, A. (coord.) (1991) *The Key Issues Facing the Electricity Systems of Developing Countries*. Brussels, Commission of the European Communities.
- PETROBRÁS (1992) *Situação Atual e Perspectivas*. Rio de Janeiro, Petrobrás.
- PETROBRÁS (1992) *Programa de Investimentos*. Rio de Janeiro, Petrobrás.
- RODRIGUES, M.G. & CHAGAS, N.K. (1992) Com Gás Rumo ao Futuro. *Ciência Hoje*, 15(85):24-29, out.
- ROSA, L.P. (1990) Tendência Mundial do Consumo, Produção e Conservação de Energia: O Meio Ambiente e os Avanços Tecnológicos. *Revista Brasileira de Energia*, 1(3):79-105.
- ROSA, L.P. (1992) *Contribuição à Busca do Equilíbrio entre Estado e Participação Privada no Exemplo da Energia Elétrica*. Rio de Janeiro, Forum de Ciência e Cultura e SR-5/UFRJ.
- REVISE (1988) *Relatório Final do Diagnóstico*.
- ROMEU, N. & FRANCO, O. (1989) Desequilíbrios do Setor de Energia e Condicionantes Econômicos e Financeiros da Política Energética Nacional. In: *Para a Década de 90: Prioridades e Perspectivas de Políticas Públicas*. Rio de Janeiro, IPEA/IPLAN, v. 1:175-184.
- SOUZA, J.C. & SIQUEIRA, F. (1993) A Desinformação é a Maior Inimiga da Petrobrás. *Folha de São Paulo*, 01/01/93, 2-2.